

Eero Koivuniemi

**TOIMISTOKIINTEISTÖJEN
TEHONHALLINTARATKAISUJEN
VAIKUTUKSET SÄHKÖNJAKELUVERKON
MITOITTAMISEEN**

Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta

Diplomityö

Maaliskuu 2020

TIIVISTELMÄ

Eero Koivuniemi: Toimistokiinteistöjen tehonhallintaratkaisujen vaikutukset sähkönjakeluverkon mitoittamiseen

Diplomityö

Tampereen yliopisto

Sähkötekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma

Maaliskuu 2020

Tässä diplomityössä tutkitaan asiakkaiden sähkölaitteiden tehonhallinnan vaikutuksia kaupunkisähköverkko-yhtiön pienjänniteverkon mitoittamiseen. Sähköverkko-yhtiöiden strategisessa suunnittelussa tulee huomioida teknologian kehittyminen sekä energiantuotannon ja -kulutuksen muutostrendit. Etenkin kasvukeskuksiksi miellettyissä kaupunkiympäristöissä on odotettavissa lähivuosina sekä julkisen että henkilöliikenteen sähköistymistä. Tässä työssä näkökulmana on erityisesti henkilöliikenteen sähköistymisen aiheuttaman tehokuorman analysointi pienjänniteverkossa.

Työn tutkimus on jaettu kahteen osaan, jotka ovat case-kohteen yksityiskohtaisempi tarkastelu ja alueellisesti mallinnettu kuormitusanalyysi. Tarkastelun keskiössä on toimistokiinteistöissä tapahtuva ohjaamaton sekä latauspisteillä ja akkuresursilla hallittu vaihtosähkölataus. Toimistokiinteistöt edustavat Helsingissä toiseksi suurinta sähköenergian kulutusryhmää. Toisaalta niiden osallistuminen sähköverkon huipputehon tarpeeseen on merkittävä. Lisäksi toimistot tarjoavat optimaalisen alustan sähköajoneuvojen latauspisteille kaupunkiympäristössä.

Diplomityössä luotiin sähköajoneuvojen latauskuormalle algoritmit, joilla voitiin analysoida sekä ohjaamatonta että älykkäillä latauspisteillä hallittua sähköajoneuvojen tehon tarvetta. Luotua tilastomatemaaattista latauskuorman algoritmia voitiin käyttää case-tarkastelussa ja laajemmassa tutkimuksessa. Lisäksi esiteltiin geneettinen algoritmi optimaalisten huipunleikkausrajojen etsintään akkuteholähteelle.

Case-tarkastelussa analysoitiin yksityiskohtaisesti niitä tehonhallintamenetelmiä, joilla voidaan sähkönkäyttöpaikan tai liittymän huipputehoa rajoittaa. Tuloksien perusteella asiakas saa akkuresurssia käyttämällä suurimman taloudellisen hyödyn huipputehomaksujen minimoinnissa. Akkuteholähteen teholeikkausrajat voidaan löytää optimoimalla ohjelmallisesti simuloitua sähkönkulutusprofiilia tai analysoimalla vuosittaista sähkönkulutuksen toteumaa. Case-tarkastelun tuloksien perusteella voitiin todeta myös, että sähkösuunnittelussa laajasti käytetyillä sähköautojen latauspisteiden mitoitusyhtälöillä ei saada optimaalisesti mitoitettuja latauspisteitä termisen kuormitettavuuden näkökulmasta. Ylimitoitukselta välttyttäisiin käyttämällä todennäköisyyspohjaista laskentaa algebrallisen sijaan.

Alueellisessa kuormitusanalyysissä tehtiin skenaariotarkastelu Helsingin henkilöliikenteen sähköistymisestä. Tutkimuskohteeksi valikoitui toimistotiheä kaupunginosa, jossa kiinteistöjen yhteydessä on myös pysäköintialueita. Valitulla kolmella eri skenaariolla voitiin sähköajoneuvojen yleistymisen vaikutuksia analysoida. Alueellisen kuormitusanalyysin tulokset vahvistavat käsityksen siitä, että Helsingin sähkönjakeluverkko on vahva, eikä konservatiivisten arvioiden mukaiset sähköajoneuvojen penetroitumisasteet aiheuta ylikuormitustilanteita toimistokiinteistöjä syöttävässä sähköverkossa. Lisäksi tarkastelussa olleiden verkkokomponenttien kuormitusasteet siirtyvät tässä tilanteessa lähemmäs taloudellisia käyttöalueita. Mikäli sähköautot edustavat noin puolta koko ajoneuvokannasta, aiheuttaa hallitsematon latauskuorma kuitenkin liittymiskaapeleiden ylikuormittumista. Älykkäällä latauksella ylikuormittumisriski on mitätön. Tuloksien perusteella tutkimuskohteen jakelumuuntajien kapasiteetteja ei voida pitää rajoittavina tekijöinä latauskuorman lisäämiselle.

Avainsanat: toimistokiinteistö, sähköauto, latauspiste, tehonhallinta, jakeluverkko, mitoittaminen

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck -ohjelmalla.

ABSTRACT

Eero Koivuniemi: The effects of load management methods in office buildings on the planning of distribution networks
 Master of Science Thesis
 Tampere University
 Master's Degree Programme in Electrical Engineering
 March 2020

This Master of Science Thesis studies the effects of customer-side load management methods on the planning of an urban low-voltage distribution network. For the long-term strategic planning of distribution networks, it is necessary to take into account the development of different technologies as well as the transition trends in energy production and consumption. Especially in large centers of growth like cities, large-scale electrification of public and private transportation is expected. The point of view in this thesis is the electrification of private transportation.

The research presented in this work consists of two different parts: a detailed case-study of an office building and a scenario-based area analysis. The main points of interest in this research are load management methods in office buildings. These buildings have a high participation coefficient to the distribution network's peak load especially during summer time. Moreover, uncontrolled and smart electric vehicle charging as well as electricity peak load shaving with a battery energy storage system in these buildings were studied.

In order to analyze the stochastic behaviour of the electric vehicle charging load, two different algorithms were created. A statistical approach which employed distributions of different parameters was used. Using the models created in this thesis, the effects of uncontrolled and smart charging methods to the loadings and losses of distribution network components can be studied. In addition, a genetic algorithm for finding the optimal peak load shaving levels for the battery energy storage system was presented.

In the case-study, the effects of using smart electric vehicle charging stations and a battery energy storage to the load profile of the case office building was analysed in detail. According to the results presented in this thesis, using a peak load shaving scheme customers can evidently minimize their distribution payment's power-based component to distribution system owner. This method is not the most techno-economic approach however. According to the results, by using a smart charging method where the charging load is distributed evenly throughout the workday, customers could decrease the power payment effectively with a simple control system. Additionally, it was found that the generally used equations used for estimating the power demand of the charging stations oversize their actual power demand. This oversizing could be limited by using a probabilistic estimation of the electric vehicle charging stations' power demand in place of an algebraic one.

In the area analysis, three scenarios for electric vehicle penetration levels were formulated. The results of the area analysis confirm that the distribution network of Helsinki is strong. A small penetration of electric vehicles even with completely uncontrolled charging loads can be managed within the hosting capacity of the grid. As expected however, increasing the penetration level causes overloading firstly in the customers' connecting cables if no charging load management is used. Lower penetration levels of electric vehicles with both of the analyzed charging methods increase the connecting cables' loadings closer to the techno-economical levels. The results imply that it is beneficial for customers as well as distribution system owner to use smart charging methods in office buildings.

Keywords: office building, electric vehicle, charging station, load management, distribution network

The originality of this thesis has been checked using the Turnitin OriginalityCheck service.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö tehtiin Helen Sähköverkko Oy:lle ja se on osa EU-Sysflex -tutkimusprojektia. Suuret kiitokset työn kattavasta ja asiantuntevasta kommentoinnista ja ohjauksesta diplomityön ohjausryhmälle, johon kuuluivat TkT Markku Hyvärinen, TkT Pirjo Heine ja DI Juhani Lepistö. Lisäksi kiitän professori Sami Repoa Tampereen yliopistosta. Kiitos kuuluu myös läheisilleni, jotka ovat tukeneet minua opiskelujeni ajan, sekä ystäväilleni hauskoista opiskeluvuosista.

Helsingissä, 3. maaliskuuta 2020

Eero Koivuniemi

SISÄLLYSLUETTELO

1	Johdanto	1
1.1	Tutkimusongelma ja työn tavoitteet	2
1.2	Helen Sähköverkko Oy ja EU-SysFlex	3
2	Energiamurros	6
2.1	Globalisoitumisen ja ilmastopolitiikan merkitys	6
2.2	Suomen energiantuotannon ja -kulutuksen muutokset	9
2.3	Vaikutukset sähköjärjestelmän eri tasoilla	13
2.4	Älykkäät sähköverkot	16
3	Sähkönjakeluverkon mitoitusperiaatteet	22
3.1	Pienjänniteverkon suunnitteluprosessi	22
3.2	Tehon tarve	27
3.2.1	Sähkönkäyttäjien profilointi	27
3.2.2	Mitoittavan sähkötehon arvioiminen	29
3.2.3	Komponenttien terminen kuormitettavuus	34
3.2.4	Komponenttien taloudellinen kuormitettavuus	35
3.3	Oikosulkusuojaus	39
3.4	Jännitteenalenema	43
3.5	Pienjänniteverkon rakenne ja suojauksen selektiivisyys	45
4	Tehonhallinta	48
4.1	Teknis-taloudelliset perustelut tehonhallinnalle	48
4.2	Tehonhallintamenetelmät	54
4.3	Tehonhallintaresurssit ja niiden käyttäminen	59
5	Latauskuorman mallintaminen	63
5.1	Herkkyyssparametrien valitseminen	63
5.2	Lataustapahtumaskenaarit	69
5.3	Huipunleikkauksen optimointi	71
5.4	Algoritmien rajoitteet ja aikaisemmat tutkimukset	72
6	Case Osmontie	75
6.1	Toimistokiinteistön sähkönkäyttö	75
6.2	Kohteen ja sähköenergiavaraston kuvaus	79
6.3	Huipputehon käyttäytyminen	81
6.4	Latauskuormitusten ja tehonhallinnan vaikutukset	84
6.5	Latausskenaaroiden vertailu	91
7	Alueellinen kuormitusanalyysi	96
7.1	Moottoriajoneuvokannan kehittymisen arvioiminen	96

7.2	Henkilöliikenteen sähköistyminen Helsingissä	99
7.3	Tutkimuskohteen valitseminen	102
7.4	Liittymien ja jakelumuuntajien kuormitettavuus	104
8	Tuloksien analysointi ja pohdinta	111
8.1	Latauskuorman arvioiminen	111
8.2	Tehonhallinnan vaikutukset	112
8.3	Tehonhallintaresurssien kannattavuuden parantaminen	114
8.4	Jatkotutkimukset	116
9	Yhteenveto	117
	Lähteet	118
	Liite A Sähköajoneuvojen lataustavat	127
	Liite B Latauskuorman algoritmit	128
	Liite C Osmontien akkusähkövarasto	132
	Liite D Osmontien latauskuormat	133
	Liite E Alueellisen kuormitusanalyysin tulokset	144

LYHENTEET

aFRR	automaattinen taajuudenhallintareservi (engl. <i>automatic Frequency Restoration Reserve</i>)
AMR	automaattisesti etäluettava sähköenergiamittari (engl. <i>Automatic Meter Reading</i>)
AXMK	alumiininen maakaapeli
BAU	Helsingin kaupungin eräs päästöskenaario (engl. <i>Business as usual</i>)
BESS	akkusähkövarastojärjestelmä (engl. <i>Battery Energy Storage System</i>)
CAIDI	keskimääräinen keskeytyksen kesto aika per vika (engl. <i>Customer Average Interruption Duration Index</i>)
CHP	lämmön ja sähkön yhteistuotanto (engl. <i>Combined Heat and Power</i>)
CPO	sähköauton latauspisteen hallitsija (engl. <i>Charge Point Operator</i>)
CSO	sähköauton latauspisteen hallitsija (engl. <i>Charging Service Operator</i>)
DMS	käytöntukijärjestelmä (engl. <i>Distribution Management System</i>)
EK	Elinkeinoelämän keskusliitto
EU	Euroopan unioni
EVSE	sähköauton latauspiste ja siihen liittyvä välineistö (engl. <i>Electric Vehicle Supply Equipment</i>)
FRR	nopea taajuusreservi (engl. <i>Fast Frequency Reserve</i>)
GPRS	GSM-verkossa toimiva tiedonsiirtopalvelu (engl. <i>General Packet Radio Service</i>)
HSL	Helsingin seudun liikenne
HSV	Helen Sähköverkko Oy
IEC	kansainvälinen sähköalan standardointijärjestö (engl. <i>International Electrotechnical Commission</i>)
ISO	kansainvälinen standardointijärjestö (engl. <i>International Organization for Standardization</i>)
JSON	tiedonvälityksen avoimen standardin tiedostomuoto (engl. <i>Javascript Object Notation</i>)
mFRR	manuaalinen taajuudenhallintareservi (engl. <i>manual Frequency Restoration Reserve</i>)

NASA	Yhdysvaltain liittohallituksen alainen ilmailu- ja avaruushallinto (engl. <i>National Aeronautics and Space Administration</i>)
NEDC	henkilö- ja pakettiautojen tyyppihyväksynnässä sovellettava päästömittaus (engl. <i>New European Driving Cycle</i>)
NIS	verkkotietojärjestelmä (engl. <i>Network Information System</i>)
OCA	kansainvälinen julkisista ja yksityisistä toimijoista koostuva avoimen lähdekoodin sähköautojen latauspisteinfrastruktuuria edistävä konsortio (engl. <i>Open Charge Alliance</i>)
OCHP	sähköauton latauspisteen myyjän ja hallitsijan välinen kommunikaatioprotokolla (engl. <i>Open Clearing House Protocol</i>)
OCPP	sähköautojen latauspisteiden ja niiden hallintajärjestelmän välisen kommunikaatiöväylän tiedonsiirtoprotokolla (engl. <i>Open Charge Point Protocol</i>)
OSCP	sähköauton latauspisteen ja jakeluverkon hallitsijan välisten kuormitusennusteiden tiedonsiirtoprotokolla (engl. <i>Open Smart Charging Protocol</i>)
PEN	yhdistetty nolla- ja suojajohdin
RFID	etäluettava tunnistin (engl. <i>Radio Frequency Identification</i>)
SAIDI	keskimääräinen keskeytysaika (engl. <i>System Average Interruption Duration Index</i>)
SCADA	käytönvalvontajärjestelmä (engl. <i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>)
SLY	Suomen Sähkölaitosyhdistys ry, nykyinen Sähköenergialiitto ry (SENER)
ST-kortti	Sähkötieto ry:n julkaisema ohjeistus, jostakin rajatusta aihealueesta
TAP	Helen Sähköverkko Oy:n sisäinen asiantuntijatyökalu, Tuntimitaustiedon Avoin Palvelualusta
TEM	Työ- ja elinkeinoministeriö
VTT	Teknologian tutkimuskeskus
WLTP	henkilö- ja pakettiautojen tyyppihyväksynnässä sovellettava päästömittaus (engl. <i>Worldwide harmonised Light-duty Vehicles Test Procedure</i>)

1 JOHDANTO

Suomessa ja kansainvälisesti on energiantuotannossa ja -kulutuksessa havaittavissa merkittäviä muutoksia. Vallitsevista muutoksista käytetään termiä energiamurros, jonka pääasiallisena trendinä on sähkön roolin kasvaminen yhteiskunnassa. Taustalla vaikuttavat tekijät ovat muun muassa tavoitteet hiilineutraliteetin ja teknologian luonnollinen kehittyminen. Sähkönkulutuksen kasvamista on odotettavissa erityisesti lämmitys-, liikenne- ja teollisuussektoreilla, vaikka yhteiskunnan monien eri prosessien energiatehokkuus kehittyikin. Kivihiilen ja muiden fossiilisten aineiden polttamisen kieltä ajaa kuluttajia ja tuottajia hankkimaan vaihtoehtoisia lämmöntuotantomuotoja kuten lämpöpumppuja, joiden sähkötehon tarve on merkittävä. Tämä tarkoittaa lämpöenergiatuotannon pienentymistä samanaikaisesti sähköenergiankulutuksen kasvaessa. Liikenteen siirtyessä polttomoottoritekniikasta sähkömoottoreihin, koko liikenneinfrastruktuurin hyötysuhde paranee, mutta vastavaikutuksena on jälleen sähköenergian tarpeen merkittävä kasvu. Teräs- ja kemia-teollisuuden siirtyminen täysin hiilineutraaleihin prosesseihin kasvattaa Suomen sähkönkulutusta merkittävästi nykyiseltä tasolta.

Kantaverkkotasolla järjestelmän tehoasapainon ylläpitäminen on entistä haasteellisempaa. Uusiutuviin energialähteisiin perustuvien energiantuotantomuotojen yleistymisen ja säädettävän tuotannon poistumisen johdosta sähköjärjestelmän inertia on pienentynyt. Tuuli- ja aurinkovoima pohjautuvat stokastiseen prosessiin, minkä vuoksi ennustemallien tärkeys on lisääntynyt, ja apuna ollaan jo pilotoitu koneoppimista. Energia-alan uusia toimijoita ovat muun muassa energiayhteisöt, aggregaattorit ja aktiiviset asiakkaat, jotka ovat osana energiamurroksen haasteiden ratkaisuksi esitettyä älykästä sähköjärjestelmää, jossa suora sähkötehonhallinta ja implisiittinen kysyntäjousto ovat avainroolissa.

Jakeluverkkotasolla, jossa verkkoja käytetään säteittäisesti ja teho on siirtynyt yhteen suuntaan, ei nykytilanteessa ole ollut pullonkauloja. Optimaaliset sähköverkkorakenteet on voitu löytää yleisesti suunnittelemalla verkot teknis-taloudellisesti parhaalla tavalla. Jakeluverkkoyhtiöiden perinteiset keinot hallita siirtokapasiteettiaan ovat teknisesti investoimalla verkko-omaisuuteen tai verkon kytkentätilannetta muuttamalla, sekä taloudellisesti hallitsemalla välillisesti kuluttajien sähkön käyttöä esimerkiksi yösähköhankauksilla ja niihin liittyvillä tariffirakenteilla.

Kuluttajien näkökulmasta tehonhallinta on ollut pääasiallisesti sähköliittymän teknisien rajoitteiden alaisuudessa toimimista esimerkiksi suuritehoisien laitteiden vuorottelulla. Energiamurroksen myötä myös kulutuspisteiden tulisi joustaa ja ottaa käyttöön uusia tehonhallintaratkaisuja, jotta luotettava sähkön toimitusvarmuus voitaisiin ylläpitää. Muu-

tostrendit kuluttajien keskuudessa on huomioitava jakeluverkoissa erityisesti jakelumuuntaja- ja liittymätasolla, jossa siirtotien mitoitusprosessi on tarkasteltava uudelta pohjalta.

1.1 Tutkimusongelma ja työn tavoitteet

Sähkönjakeluverkkoyhtiöille merkittäviä muutoksia energiamurroksessa ovat hajautetun tuotannon, energiavarastojen, sähköisien ajoneuvojen sekä sähkötehoa käyttävien lämmityslaitteistojen yleistyminen. Kokonaisuutena näiden kehitystrendien vaikutukset ovat verkkoyhtiöille ristiriitaisia. Hajautettujen energioresurssien kuten aurinkopaneelien ja sähköenergiavarastojen yleistyessä jakeluverkkojen siirtotarpeen odotetaan pienenevän, ja jotkin kulutuspaikat jopa irrottautuvat sähköjärjestelmästä. Toisaalta taas etenkin lämmitysmuotojen siirtyminen polttoaineista sähkökäyttöisiksi sekä liikenteen sähköistyessä, verkon siirtokapasiteetin tarve kasvaa. Sähkön käyttäjäryhmien eriyvä ja ennalta arvaamaton toiminta yhdessä tehon tarpeen kasvaessa aiheuttavat haasteita sähköverkkoyhtiöille sähkönkäyttäjien profiloinnin ja sähköverkon teknis-taloudellisen mitoittamisen näkökulmasta. Erityisesti sähkönkäyttäjien muuttuneet kulutusprofiilit, joihin vallitsevat kehitystrendit vaikuttavat, tulisi huomioida.

Tässä työssä tutkimus keskittyy henkilöliikenteen sähköistymisestä aiheutuvan latauskuorman ja sen tehonhallintakeinojen vaikutuksien tarkasteluun jakeluverkon mitoittamisessa. Ajoneuvokannan sähköistymistä oletetaan tapahtuvan etenkin kasvukeskuksissa, joissa sähköverkon rakenne, lyhyet ajosuoritteet ja kaupunkipolitiikka mahdollistavat sähköautojen osuuden markkinaehtoisen kasvun ajoneuvokannassa. Sähköautot käyttävät ajovoimanaan polttoaineiden sijaan sähköverkosta otettua sähköenergiaa. Näin ollen sähköauton hankinnan yhteydessä on aina huomioitava sähköauton latausinfrastruktuurin saatavuus. Latausmahdollisuuksia tarjoavat niin julkiset kuin yksityisetkin toimijat. Vaihotosähkölatauspisteitä on yleisesti saatavilla ostoskeskuksissa, julkisilla parkkialueilla, tienvarsilla, kerrostalojen pihoilla ja työpaikoilla, kun puolestaan nopeaa tasasähkölatausta on järkevää hyödyntää ruuhkaisien väylien varrella ja liikenteen solmupisteissä.

Sähköverkkoyhtiölle sähköajoneuvojen latauskuorman alueellisten kuormitusennusteiden haasteena on sähköautojen heterogeenisyys eli tarkemmin niiden lataustehot, energiatehokkuudet ja ajovoima-akkujen nimelliskapasiteetit vaihtelevat malleittain. Lisäksi latauskuorman mallintamista vaikeuttaa sähköajoneuvojen liikkuminen eri paikoissa, mikä johtaa siihen, että yksikin ajoneuvo voi saada aikaan lataustehopiikkejä jakeluverkkoon useita kertoja vuorokaudessa useassa eri paikassa riippuen ajoneuvon omistajan käyttäytymisestä sekä hyödynnetystä lataustekniikasta. Ensimmäiseksi tutkimuskysymykseksi muodostuu, *kuinka sähköajoneuvojen latauskuorman käyttäytymistä voidaan analysoida tehon tarpeen näkökulmasta.*

Helsingissä palvelusektori edustaa noin puolta sähköenergian kulutuksesta. Tässä työssä tutkimus on rajattu työpaikoilla tapahtuvaan lataukseen, tarkemmin toimistokiinteistöihin sekä toimistopainoiteisiin alueisiin. Toimistorakennukset edustavat Helsingissä siirretyn sähköenergian näkökulmasta toiseksi suurinta sähkönkäyttäjärhymää. Toisaalta toimisto-

kiinteistöjen vaikutus jakeluverkon tehon siirtoihin on merkittävä erityisesti kesäaikoina ilmanvaihto- ja jäähdytyslaitteistojen tehon tarpeen vuoksi. Toimistokiinteistöt tarjoavat myös optimaalisen alustan sähköautojen latauspisteille, koska niiden yhteydessä on yleensä henkilöautoille suunnattuja pysäköintialueita. Koska pienjännitteinen sähköverkko mitoitetaan liittymien huipputehujen ja sähkönkäyttäjien kulutusprofiilien mukaan, voi suunnittelematon latauskäyttäytyminen aiheuttaa kiinteistöä syöttävään sähköverkkoon sähkötekniisiä ongelmia kuten epäkelpoa sähkön laatua tai ylikuormitustilanteita.

Sähköajoneuvojen lataus ei aina sisällä ohjattavuutta. Tällöin ajovoima-akun energiatarve tyydytetään välittömästi suurimmalla saatavilla olevalla latausteholla. Älykkäämmällä lataustekniikalla voidaan puolestaan paikallisesti säätää ajovoima-akun ottotehon suuruutta siten, että sen määrätty integraali esimerkiksi työpäivän ajalta on yhtä suuri kuin ajoneuvon energiatarve. Jakamalla latausjakso koko työpäivälle, voidaan näin ollen välttyä tyyppisiltä aamujen tehopiikeiltä. Tehonhallinnalle on myös muita keinoja kuten liittymäkoh- taisen huipputehon rajoittaminen sähköenergiavarastolla, jolla voidaan leikata tehohuip- puja purkamalla varastoa suurien kulutuksien aikaan ja vastaavasti lataamalla sitä pienien kulutuksien aikaan. Toinen tutkimuskysymys on, *miten sähköautojen yleistyminen toimis- toikiinteistöissä tulee vaikuttamaan sähkönjakeluverkkojen mitoitukseen*, joka perinteises- ti tehdään uusille liittymille vuosienenergiakäyrien pohjalta. Lisäksi täytyy selvittää, että *voidaanko toimistokiinteistöjen muuttunutta tehoprofilia tyydyttää teknis-taloudellisesti järkevästi tehonhallintaratkaisulla*. Tämän diplomityön aiheen kannalta on myös kiin- nostavaa pohtia, *minkälaiset muutokset sähkömarkkinoilla sekä jakeluverkkotoiminnassa tulisivat parantamaan tehonhallintaratkaisujen kannattavuutta*.

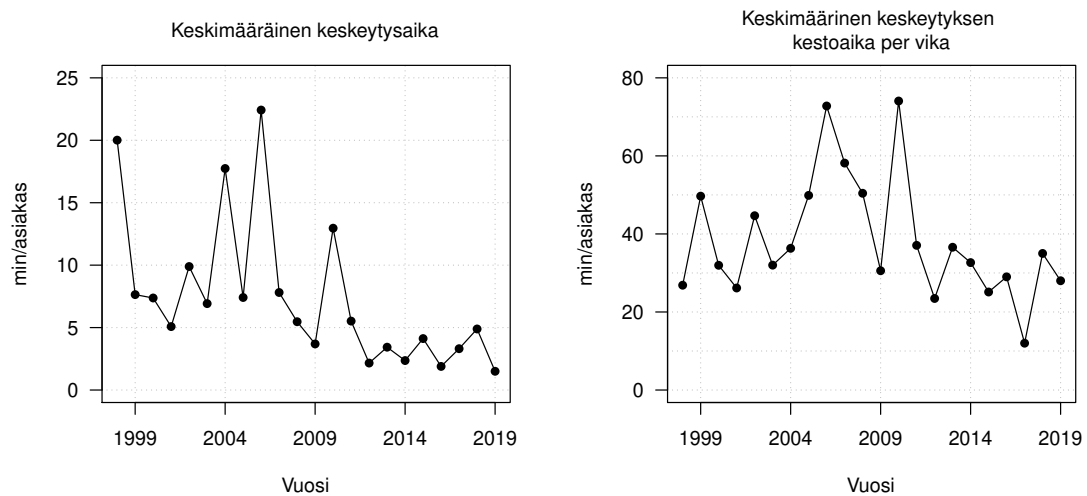
1.2 Helen Sähköverkko Oy ja EU-SysFlex

Tämä työ on tehty Helen Sähköverkko Oy:lle (lyh. HSV), jolla on yksinoikeus jakelu- verkkotoimintaan Helsingin alueella. Sähköverkkotoimintaa valvoo Energiavirasto. Helen Sähköverkko on osa Helen-konsernia, jonka omistaa Helsingin kaupunki. Asiakasmääräl- tään HSV on Suomen kolmanneksi suurin jakeluverkkoyhtiö 400 000 asiakkaallaan. Yhtiön tunnuslukuja on esitelty taulukossa 1.1. HSV:n jakelualueella suurin toteutunut huippu- tuntiteho on 828 MW vuodelta 2012. Tällä vuosikymmenellä helsinkiläisten vuosittainen sähköenergiankulutus on jopa laskenut. Vastaavaa kuin vuoden 2012 huipputehoa ei ole vielä saavutettu. Yli puolet jakelualueen tehosta ja energiasta menee palvelusektorille, jo- hon kuuluvat myös tässä työssä käsiteltävänä olevat toimistokiinteistöt. Sähkönkulutuksen käyttäytymistä käsitellään perusteellisemmin luvuissa 2 ja 3.2.1.

Helen Sähköverkko on yhdistettynä kantaverkkoon Tammiston ja Länsisalmen sähkö- asemilta, joista sähkö siirretään HSV:n omistamilla suurjänniteyhteyksillä kohti etelää. Helsingissä käytetään keskustan alueella historiallisista syistä 10 kV keskijänniteverkkoa. Kantakaupungin ulkopuolella käytetään keskijänniteverkossa tyypillistä 20 kV jännitettä. Pienjänniteverkon liittymiskaapeleissa joudutaan usein hyödyntämään rinnakkaisia kaa- peleita suurien tehonsiirtojen vuoksi, joskin tämä osittain myös johtuu liittymien ylimi-

Taulukko 1.1: Helen Sähköverkko Oy:n teknisiä tunnuslukuja.

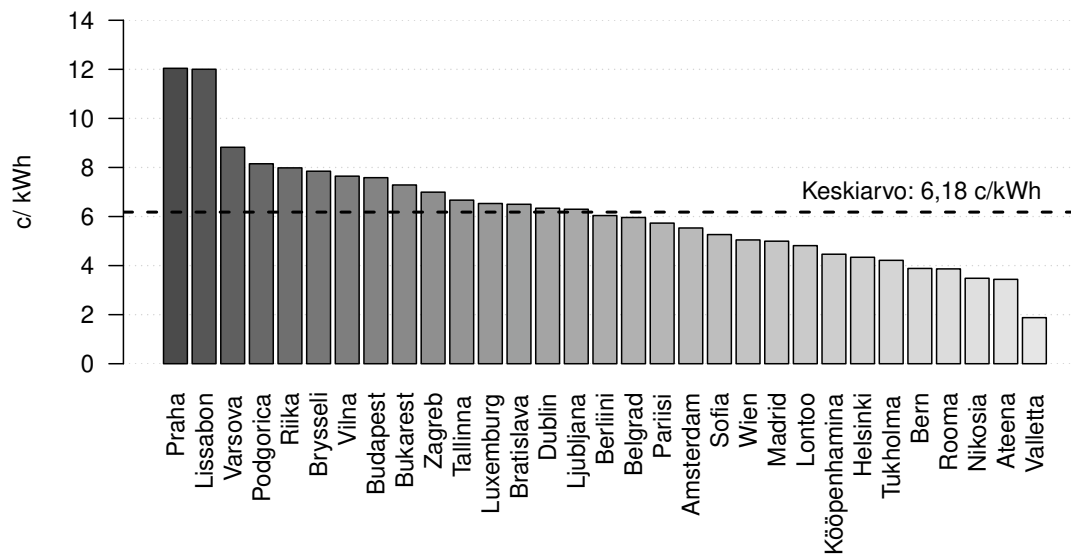
	Määrä	Kaapelointiaste
Asiakkaita	400 000 kpl	
Liittymiä	35 000 kpl	
Suurjännitejohtoa 110 kV	215 km	38,0 %
Keskijännitejohtoa 10 ja 20 kV	1 637 km	99,7 %
Pienjännitejohtoa	4 529 km	98,0 %
Sähköasemia	25 kpl	
Keskijännitelähtöjä	632 kpl	
Jakelumuuntamoita	1 845 kpl	



Kuva 1.1: Helen Sähköverkon toimitusvarmuuden tunnuslukuja vuosilta 1998–2019. Vasemmalla SAIDI ja oikealla CAIDI.

toittamisesta. Asiaa sivutaan myös tässä työssä. Rinnakkaisien kaapeleiden käyttäminen vaikuttaa myös siten, että lähtöjä joudutaan käyttämään kappalemääräisesti enemmän.

Helen Sähköverkko Oy tunnetaan erinomaisesta toimitusvarmuudestaan, joka on viime vuosikymmenen aikana parantunut entisestään erityisesti vuonna 2008 aloitetun toimitusvarmuuden parantamishankkeen [1] takia. Kuvassa 1.1 on esitetty yhtiön toteutuneet toimitusvarmuuden energiapainotteiset tunnusluvut SAIDI (keskeytyksien keskimääräinen keskeytysaika) ja CAIDI (asiakkaan kokemien keskeytyksien keskimääräinen keskeytysaika per vika) vuosilta 1998–2019. Huomionarvoista on kuitenkin, että vaikka toimenpiteet toimitusvarmuuden parantamiseksi ovat vaatineet investointeja, jotka jakeluverkkoyhtiöiden regulaatiomallissa ovat perustelu siirtohintojen nostamiselle, on sähkön kokonaishinta alhainen verrokkikaupunkeihin nähden. Kuvassa 1.2 on esitetty tyypillisen asiakkaan ostovoimakorjattu sähkön siirtohintaa Euroopan maiden pääkaupungeissa. Ostovoimakorjattu siirtohintaa on laskettu lähteiden [2][3] perusteella.



Kuva 1.2: Asiakkaan sähkön ostovoimakorjattu siirtohinta Euroopan pääkaupungeissa.

Tämä diplomityö on tehty osana Euroopan unionin tutkimusprojektia EU-SysFlex [4]: *Pan-European system with an efficient coordinated use of flexibilities for the integration of large share of renewable energy sources (RES)*, jonka päämääränä on tunnistaa tulevaisuuden voimajärjestelmän pitkäaikaiset tarpeet ja tekniset puutteet. EU-SysFlex toimii tavalla, jolla pyritään kehittämään sähkömarkkinoita ja regulaatiota. Tutkimusprojekti on rahoitettu osana Euroopan unionin Horisontti 2020 -ohjelman puitteita 20,5 miljoonalla eurolla, ja sen kesto on 4 vuotta (10/2017–10/2021). EU-Sysflex koostuu 34 osallistujatahon muodostamasta konsortiosta yhteensä 15 eri Euroopan maasta. Mukana on muun muassa jakeluverkko- ja kantaverkkoyhtiöitä, aggregaattoreita, yliopistoja, konsultteja, tutkimuslaitoksia sekä teknologiaa valmistavia ja myyviä yrityksiä. Virallisten osallistujien lisäksi mukana on myös kolmansia osapuolia (engl. *Third Party*) ja alihankintaositoja (engl. *subcontracting*). Konsortion koordinaattorina toimii Irlannin kantaverkkoyhtiö EirGrid.

EU-SysFlex rakentuu yhteensä 12 eri työpaketista. Tämä diplomityö kuuluu työpakettiin 6: *Demonstration of flexibility services from resources connected to the distribution network* [5], jonka tavoitteena on parantaa kanta- ja jakeluverkkojen yhteistyötä, tuottaa avustavia joustoresursseja kantaverkon tarpeisiin jakeluverkoista ja osoittaa, miten näitä jakeluverkkoon liitettyjä joustoresursseja voidaan käyttää niin, että ne täyttävät sekä kanta- että jakeluverkkojen tekniset vaatimukset. Suomessa tutkitaan pienjänniteverkon aggregoitujen joustoresurssien koordinoitua älyverkko-konseptilla. Suomessa tutkimusprojektin osallistujatahot ovat Teknologian tutkimuskeskus VTT Oy ja Helen Oy, jonka kolmantena osapuolena toimii Helen Sähköverkko Oy. Näiden lisäksi Suomen kantaverkkoyhtiöllä Fingrid Oyj:llä on rooli EU-SysFlexin neuvottelukunnassa (engl. *Advisory Board*). Työpakettin 6 alla jo valmistuneita julkaisuja Suomessa ovat esimerkiksi [6] ja [7].

2 ENERGIAMURROS

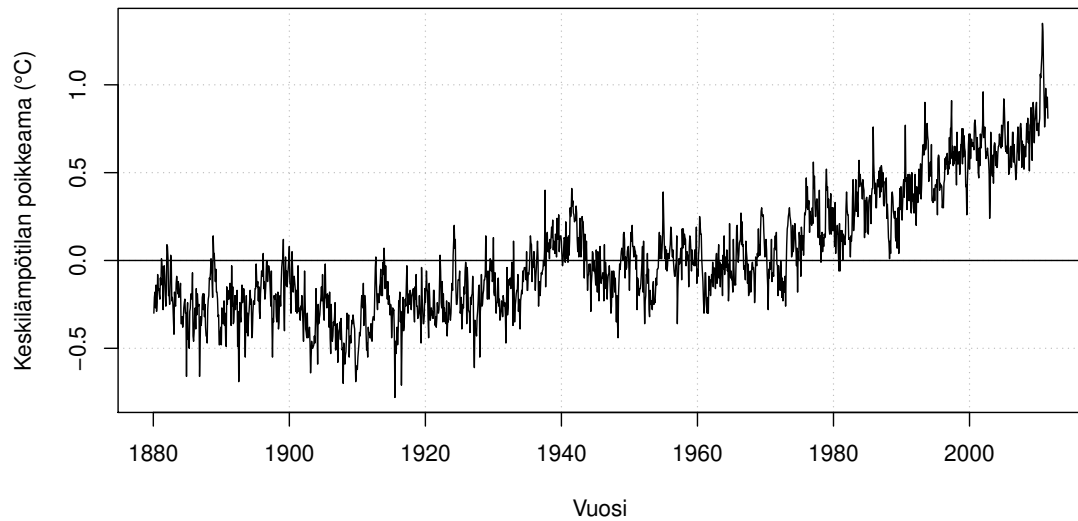
Sekä energiantuotannossa että -kulutuksessa on havaittavissa merkittäviä muutoksia. Tässä luvussa tarkastellaan Suomen sähköjärjestelmää ja sen näkymiä tuotannon ja kulutuksen muutostrendien näkökulmasta. Lisäksi perehdytään, mitä tarkoitetaan älykkäillä sähköverkoilla, ja minkälaista lisäarvoa niistä saadaan kanta- ja jakeluverkkotoimintaan. Yleisellä tasolla käytetään tästä sähköjärjestelmän muutoksesta sekä siihen olennaisesti liittyvistä sektorikytkennöistä termiä energiamurros. Vallitsevana trendinä on eri prosessien sähköistyminen, jota ohjaa muun muassa teknologian kehittyminen sekä yhteiskunnan siirtyminen kohti hiilineutraaliutta.

2.1 Globalisoitumisen ja ilmastopolitiikan merkitys

Kansainvälisesti vallitseva teoria on ollut pitkään, että ilmakehän hiilidioksidipitoisuus saa aikaan ilmaston lämpenemistä. Tämä prosessi on kiihtynyt teollistumisen jälkeen, pääosin fossiilisista polttoaineiden kuten hiilen poltosta vapautuvien hiilidioksidipäästöjen takia. Sen hillitsemiseksi on kansainvälisesti tehty poliittisia päätöksiä, jotka ovat ohjanneet sekä energiantuotannon että energiankulutuksen globaaleja muutostrendejä. Yksi merkittävimmistä ja tunnetuimmista päätöksistä on Pariisin sopimus, joka astui voimaan vuonna 2016. Sopimuksen päätavoite on vahvistaa kansainvälistä toimintaa ilmastomuutoksen torjumiseksi pitämällä globaali lämpötilan nousu alle kahdessa celsiusasteessa verrattuna esiteollisen ajan lämpötilaan. Sopimuksessa pyritään lisäksi kuitenkin rajoittamaan lämpötilan nousu edelleen alle 1,5 celsiusasteeseen sekä vahvistamaan maiden kykyjä selviytyä ilmastomuutoksen vaikutuksista [8]. Kuvassa 2.1 on esitetty kuukausittainen globaalin keskilämpötilan poikkeama verrattuna vuosien 1951–1980 keskiarvoon vuodesta 1880 vuoteen 2016 [9]. Lähteenä on käytetty NASA:n (engl. *National Aeronautics and Space Administration*) datasarjoja [10].

Suomi on myös sitoutunut noudattamaan Pariisin sopimusta. Muun muassa Elinkeinoelämän keskusliitto (lyh. EK) on suhtautunut positiivisesti niin kutsuttuun ilmastosopimukseen. EK:n mukaan sopimuksen toimeenpano tuo monia hyötyjä kuten päästöjen vähenemistä, yritysten välisen kilpailun tasapuolistumista ja ilmastoneutraalien teknologioiden markkinan kasvua globaaliksi, mikä mahdollistaisi myös suomalaisyrityksien tuotteiden kaupallistamisen maailmalle. EK:n näkemyksen mukaan hiilidioksidipäästöjä tulisi hinnoitella maailmanlaajuisesti sekä markkinaehtoisesti [11].

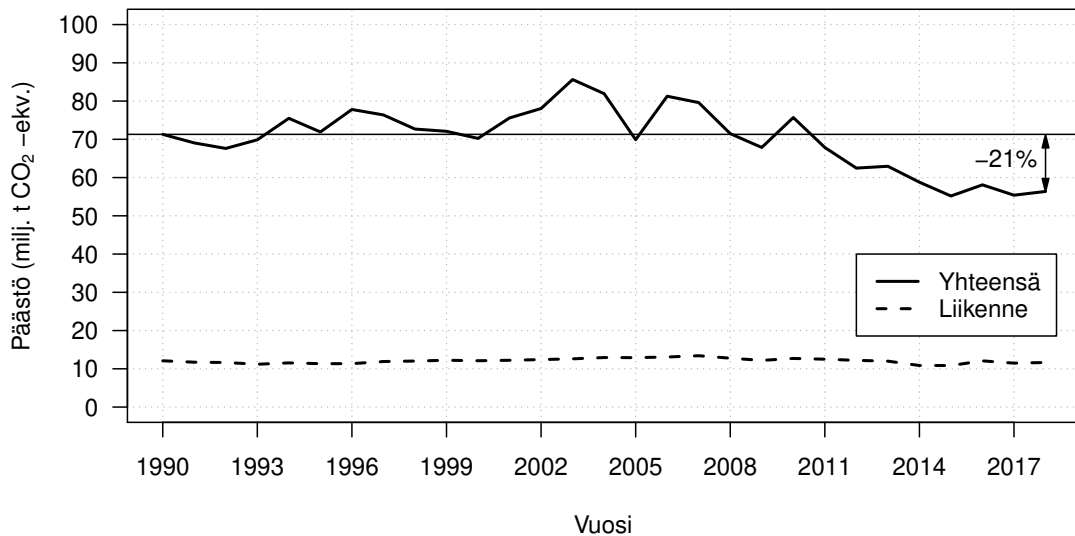
EU:ssa onkin ollut voimassa vuodesta 2005 lähtien kasvihuonepäästöjä kohtaan sääntely



Kuva 2.1: Globaali keskilämpötilan poikkeama verrattuna vuosien 1951–1980 keskiarvoon aikaväliltä 1880–2016.

jäsenmaissa eli päästökauppa (engl. *The European Union Emissions Trading System*). Se rajoittaa sen alle kuuluvien voimalaitoksien, tehtaiden ja muiden yritysten kokonaispäästöjen määrää, jota edelleen pienennetään joka vuosi alustavasti vuoteen 2030 asti. Päästöillä tarkoitetaan tässä yhteydessä hiilidioksidia, dityppioksidia ja halogeeneja sisältäviä hiilivetyjä. Päästökaupan puitteissa yritykset voivat varastoida ylijääneitä päästöoikeuksiaan tuleville vuosille tai ostaa vastaavia päästöoikeuksia muilta yrityksiltä, joilta niitä on jäänyt yli [12]. Järjestelmän tarkoitus on edistää EU:n tavoitteita kasvihuonepäästöjen vähentämisessä.

EU, joka on vastuussa noin 10 %:sta maailmanlaajuisista kasvihuonepäästöistä [13], on kuitenkin eräiden mallien mukaan epäonnistunut päästökauppajärjestelmän tavoitteissa eli päästöjen vähentämisessä markkinaehtoisella hinnoittelulla. Vuosien 2005–2011 aikana tapahtunut hiilidioksidipäästöjen lasku voidaan selittää lisääntyneen uusiutuvan energiantuotannon, energiatehokkuuden, kaasun kasvaneen käytön kivihiilen sijaan polttoaineena sekä maailmantaloudessa vuoden 2008 jälkeen tapahtuneen laskutrendin avulla [14]. Vastaavasti vuonna 2018 tehdyssä selvityksessä [15] nostetaan esille samat tekijät. Päästökauppaa suunnitellaan laajennettavaksi kattamaan myös liikenteen ja lämmityksen päästöt. On huomionarvoista painottaa, että sekä uusiutuvan energiantuotannon että energiatehokkuuden lisääminen kuuluvat EU:n ilmastopolitiikan tavoitteisiin [16]. Joulukuussa 2019 unioni julkaisi *Green Deal* -ohjelman [17], joka sisältää kymmeniä aloitteita toteutettaviksi seuraavan kahden vuoden aikana. Keskeisimmät asiat ovat päästökaupan kehittäminen, energiaverotuksen uudistaminen ja energiajärjestelmien välisen yhteistyön mahdollistaminen.



Kuva 2.2: Suomen hiilidioksidiekvivalentit kokonais- ja liikennepäästöt aikaväliltä 1990–2018.

Kuvassa 2.2 on esitetty Suomen hiilidioksidiekvivalentit kasvihuonepäästöt kokonaispäästöille sekä liikenteelle vuosina 1990–2018. Suomessa päästöt ovat vähentyneet jo noin 20 prosenttia vuoden 1990 tasosta [18], ja uusiutuvan energiantuotannon osuus loppukulutuksesta oli 41 % vuonna 2017 [19]. Näin ollen Suomessa EU:n linjaamat niin kutsutut 20/20/20 -tavoitteet [16, s. 2] on saavutettu etujassa. Kuitenkin Pariisin sopimuksessa painotettu tavoite globaalin lämpötilan kasvun rajoittamisesta 1,5 celsiusasteeseen vaatisi edelleen tiukennusta Suomen ilmastopolitiikassa. Kesäkuussa 2019 julkaistussa hallitusohjelmassa linjataan, että hallitus tulee toimimaan tavalla, jonka seurauksena Suomi on hiilineutraali vuonna 2035 ja pian tämän jälkeen hiileneutraali [20, s. 32]. Tässä yhteydessä todettakoon, että hiilineutraali-käsite sisältää sekä tässä työssä että hallitusohjelmassa hiilidioksidin lisäksi muut suurimmat kasvihuonekaasut, jotka usein summataan muuntamalla ne hiilidioksidiekvivalentiksi.

Vaikka Suomen tavoitteena on olla hiilineutraali vuonna 2035, kuntien tavoitteissa on eroavaisuuksia. Taulukossa 2.1 on listattu Suomen kymmenen suurimman kunnan tavoitteelliset vuodet hiilineutraaliudelle. Lähteinä on käytetty kuntien strategioita, jotka ovat saatavilla kuntien tietopalveluista sekä Tilastokeskuksen tietokannasta. Kuntien hiilineutraalisuustavoite on määritelty olevan 80 % kasvihuonekaasupäästövähennys vuoden 1990 tasosta, ja jäljelle jäävät päästöt kompensoidaan esimerkiksi hiilinieluja kasvattamalla. Suomessa on kunnille tarkoitettu oma hiilineutraaliutta edistävä niin kutsuttu hinkuverkosto [21], jonka tavoitteena hiilineutraaliuden lisäksi on tukea ilmastotyötä ja saada aikaan kysyntää ilmastoystävällisille tuotteille ja palveluille. Huomionarvoista on tuoda esille Joensuun ja Lahden kuntien tavoite hiilineutraaliudelle vuonna 2025, mitkä ovat aikaisimmat kaikkien Suomen kuntien tavoitteista.

Taulukko 2.1: Suomen kymmenen suurimman kunnan tavoitteelliset vuodet hiilineutraaliudelle sekä väkiluvut 31.12.2018

	tavoitevuosi	väkiluku
Helsinki	2035	648 042
Espoo	2050	283 632
Tampere	2030	235 239
Vantaa	2030	228 116
Oulu	2040	203 567
Turku	2029	191 331
Jyväskylä	2030	141 305
Lahti	2025	119 951
Kuopio	2050	118 664
Pori	2030	84 403

2.2 Suomen energiantuotannon ja -kulutuksen muutokset

Suomessa eri tahot seuraavat sähkönkäytön toteumaa Suomessa sekä tekevät arvioita sen kehittämisestä tulevaisuudessa. Kantaverkon järjestelmävastaavana Fingrid Oyj on luonut omat arvionsa sähkönkulutuksen kasvupotentiaalista. Uusimmat arviot koskevat vuosia 2019–2030 [22]. Fingrid arvioi, että vuoteen 2030 mennessä sähkönkulutus kasvaa pääosin lämmitys- ja teollisuuskulutuksen takia noin 7–17 TWh, jolloin vuosittainen kokonaiskulutus Suomessa olisi 94–104 TWh. Sähkönkulutuksen kasvupotentiaali sektoreittain on Fingridin mukaan lämmitykselle 4–8 TWh, teollisuudelle 3–7 TWh ja liikenteelle 0,5–8 TWh.

Huomionarvoista ennusteissa on etenkin liikenteen kulutusrakenteen muutoksiin liittyvä epävarmuus. Usein uuden teknologian adaptoitumisnopeutta on erittäin vaikeaa arvioida. Liikenteen sähköistymisen potentiaali on merkittävä. Tällä hetkellä ei kuitenkaan vallitse yksimielisyyttä ajovoimalähteen muutoksen aikajänteen pituudesta. Synä ovat esimerkiksi muut vaihtoehtoiset käyttövoimat, kuten polttokennot ja kaasut, sekä kansallinen politiikka. Henkilöliikenteen sähköistymisellä on lisäksi alueellisia eroavaisuuksia. Sitä ei tulisi tarkastella pelkästään järjestelmätasolla vaan tarkemmin aluekohtaisesti. Monet muutokset koskevat erityisesti pienjänniteverkkoja, koska etenkin henkilöliikenteen sähköistymisen vaikutus huipputehoon on merkitsevämpi kuin kokonaissähköenergiankulutukseen. Edellä mainitut Fingridin arviot koskevat myös sähkön tuotantorakenteen muutoksia ja niiden ajureita, joina puolestaan pidetään sääriippuvaisen tuotannon lisääntymistä, uusien suurien ydinvoimalaitosyksiköiden käyttöönottoa, säätökykyisen tuotannon määrän vähene mistä ja uuden tuotannon maantieteellistä sijoittumista kantaverkossa.

Vastaavasti työ- ja elinkeinoministeriö (lyh. TEM) on teettänyt vuonna 2019 raportin [23] sähköntuotannon ja -kulutuksen skenaariolaskelmista vuoteen 2050 asti. TEM:n teettämän raportin mukaan ydinvoimatuotanto kaksinkertaistuu arvoon 43,3 TWh tämän vuo-

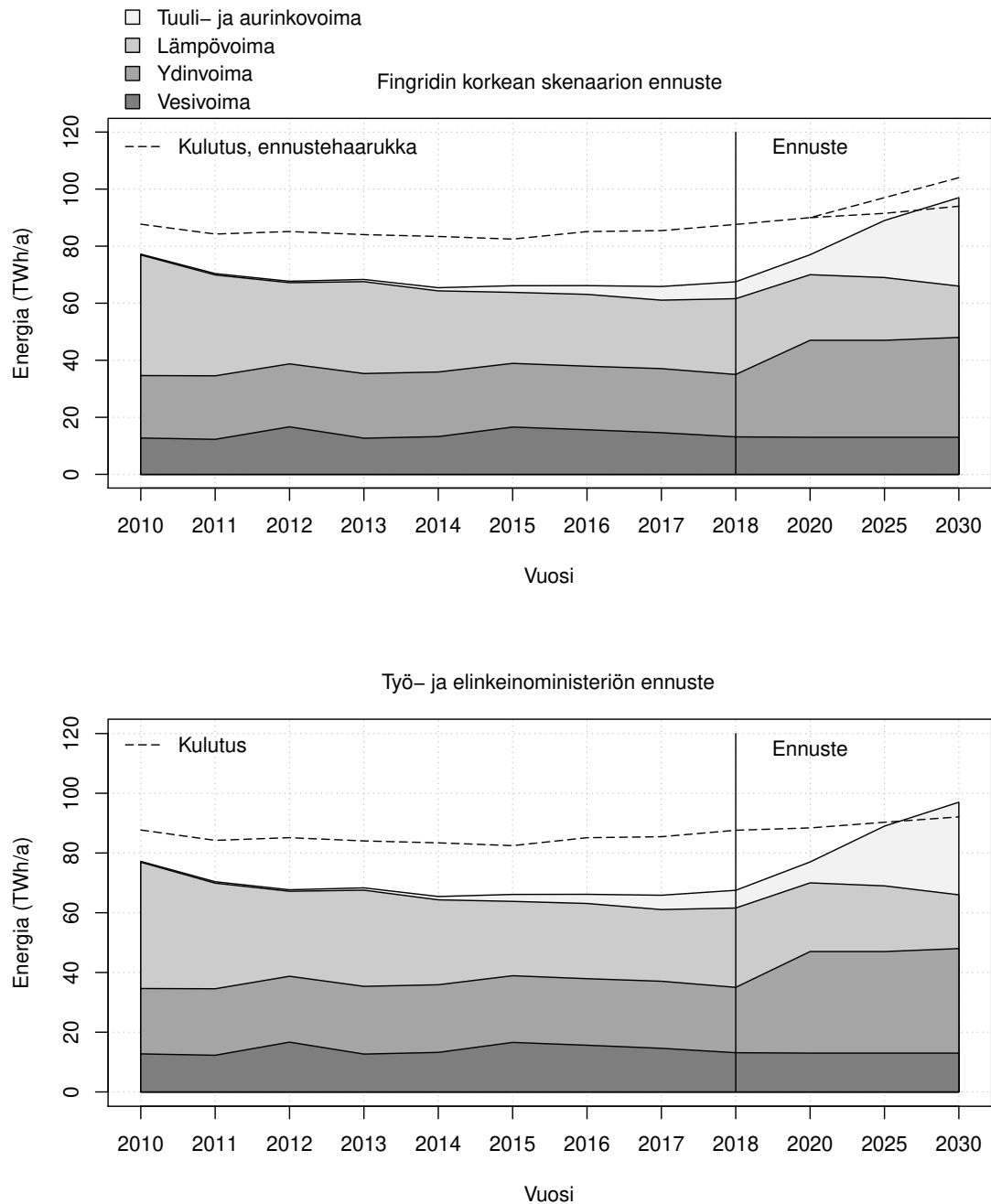
sikymmenen lopulla Olkiluoto 3- ja Hanhikivi 1-yksiköiden valmistumisen myötä. Tuulivoimatuotannon oletetaan kasvavan investointien myötä arvoon 18,7 TWh. Raportissa katsotaan, että kaukolämmön tarpeiden oletetaan vähentyvän ja kaukolämpöä tuottavien CHP-laitoksien (engl. *Combined Heat and Power*) oletetaan osittain korvautuvan lämpövarastoilla. Teollisuuden CHP-tuotannon toisaalta oletetaan lisääntyvän biotuotetehdasinvestointien myötä. Täten lämpövoiman katsotaan vähenevän vain lievästi arvoon 21,1 TWh. Vaikutukset sähköverkoille eroavat kuitenkin myös tässä alueellisesti. Keskeisimpiä hankkeita sähköjärjestelmän näkökulmasta tarkastellussa aikajaksossa TEM:n raportin mukaan ovat Suomen ja Ruotsin välinen kolmas vaihtosähköyhteys sekä Merenkurkun yhteys 2020-luvulla [23, s. 8].

Suomen sähköntuotanto tuotantolajeittain vuonna 2018 sekä molempien edellä esiteltujen ennusteiden mukaiset tilanteet vuonna 2030 on tiivistetty taulukossa 2.2. Kuvassa 2.3 on puolestaan esitetty Energiategollisuus ry:n julkaisema sähkönkulutuksen toteuma [24] ja Fingridin sekä työ- ja elinkeinoministeriön ennustama sähköntuotanto ja -kulutus Suomessa järjestelmätasolla vuoteen 2030 asti. On huomioitava, että aikajännettä pidentämällä epävarmuuden osuus tuloksissa kasvaa. Täten tässä on päätetty esittää vertailun vuoksi vain julkaisun ennusteet vuoteen 2030 asti.

Taulukko 2.2: Suomen sähköntuotanto tuotantolajeittain (TWh/a) vuonna 2019 sekä Fingridin korkean skenaarion ja TEM:n ennusteiden mukainen tilanne vuonna 2030. Fingridin arvioimassa kokonaiskulutusennusteessa on käytetty ennusteen alarajaa.

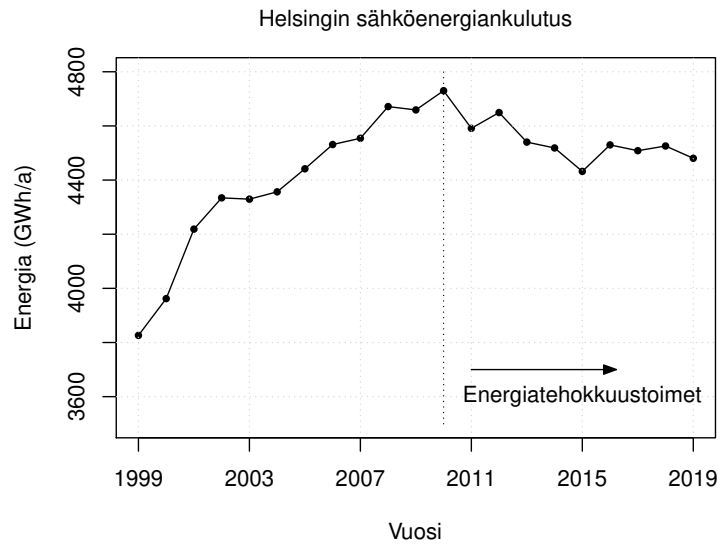
	Vuonna 2019	Fingrid korkea 2030	TEM 2030
Tuuli- ja aurinkovoima	5,93	31,0	18,7
Lämpövoima	26,6	18,0	21,1
Ydinvoima	21,9	35,0	43,3
Vesivoima	13,1	13,0	15,0
Kokonaistuotanto	67,5	97,0	99,2
Kokonaiskulutus	87,6	94,0	92,1
Nettotuonti	20,1	-3,00	-7,10

Kuvassa 2.3 on käytetty Fingridin korkean skenaarion ennustetta tuuli- ja aurinkovoimatuotannolle, jonka Fingrid arvioi olevan vuonna 2030 noin 31 TWh [22, s. 15]. Huomionarvoista on, että Suomi olisi sähkönkulutuksen ja -tuotannon näkökulmasta Fingridin mukaan netto-omavarainen vuoden 2027 tienoilla, mikäli kulutusennusteen alaraja (94 TWh) ja tuotantoennusteen yläaraja (97 TWh) toteutuisivat. TEM:n raportin mukaan Suomen sähköntuotanto olisi 99,2 TWh ja sähkönkulutus 92,1 TWh vuonna 2030 tuontisähkön tarpeen laskiessa. Tällöin Suomesta tulisi sähkön nettoviejä vuonna 2030. Vaikka molempien ennusteiden mukaan Suomesta tulisi nettoviejä noin 10 vuoden kuluttua, ei sähkön tuontirajasiirtoa lopeteta, koska tuuli- ja aurinkovoiman tuotannot ovat stokastista ja koska tilastoissa esitetyt luvut ovat liukuvia 12 kuukauden arvoja.



Kuva 2.3: Toteutunut sekä ennustettu sähköntuotanto ja -kulutus Suomessa vuosina 2010–2030.

Helsingin alueen sähköenergiankulutus vuosilta 1999–2019 on esitetty kuvassa 2.4. Vuonna 2010 Helsingin sähköenergiankulutus oli huipussaan, jolloin vuosienergia oli noin 4 730 GWh. Tästä eteenpäin vuoden 2011 tienoilta lähtien kulutus on jopa hieman laskenut. Syinä ovat muun muassa kaupungin rakennuspolitiikka, kodinkoneiden sekä muiden laitteiden energiatehokkuuksien kehittyminen, koti- ja teollisuusautomaatiojärjestelmien yleistyminen ja kuluttajien kulutustottumusten muutokset. Helsingissä uudisrakennusalueilta vaaditaan entistä tiukempia energiatehokkuusvaatimuksia koskien esimerkiksi lämmityksen

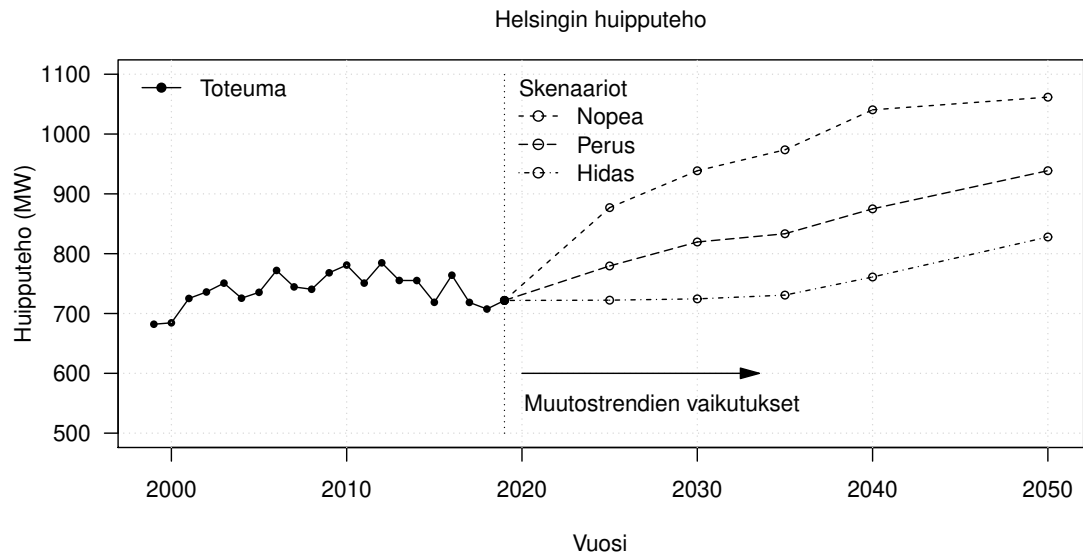


Kuva 2.4: Helsingin sähköenergiankulutus vuosilta 1999–2019.

ja valaistuksen käyttöä. Vanhaan rakennuskantaan investoidaan peruskorjaushankkeilla, jotka kehittävät näiden alueiden sähköenergian käytön hyötysuhteita. Toimistokiinteistöt ovat enimmäksä määrin siirtymässä monitoimitiloihin, jolloin niiden valaistus- ja ilmanvaihtolaitteistojen käyttöä voidaan optimoida tehokkaammaksi. Toimistojen sähkönkäyttöä on esitelty luvussa 6.1. Monet yritykset myös kannustavat pitämään etätyöpäiviä, ja tietotekniikan kehittyminen on mahdollistanut palaverien pidon etänä. Vaikka Helsingin väkiluku on kasvanut, on asumisen ominaiskulutus, eli vuosittainen sähköenergiankulutus neliometriä kohden, pysynyt kuitenkin samana. Puolestaan palveluiden ja teollisuuden ominaiskulutus on laskenut. Yleinen tietoisuus energiankäytöstä on myös lisääntynyt.

Helen Sähköverkko Oy on laatinut sisäisesti osana verkon strategista suunnittelua kolme *huipputehon* kehitysskenaarioita vuoteen 2050 asti: hidas, perus, nopea. Skenaariot yhdessä toteutuneiden huipputehojen kanssa on esitetty kuvassa 2.5. Huomionarvoista kuvan 2.5 skenaarioissa on huipputehon kasvu, jonka ajureina ovat kansalliset energiankulutuksen muutostrendit. Kuvasta 2.5 on poistettu 110 kV asiakkaat. Vaikka niiden vaikutus huipputehoon on merkittävä, on se porrasmaista eikä niiden kehitys kuvaa kasvutrendejä. Helsingin huipputehoon tulevat vaikuttamaan erityisesti lämmityksen ja liikenteen sähköistyminen, mitä käsitellään tarkemmin luvussa 2.3.

Kokonaisuudessaan sähköenergian merkityksen odotetaan korostuvan lähivuosina Suomessa. Keskeistä on, että sähkönkulutus ja -tuotanto tulevat sekä sähköjärjestelmävastaavan että valtioneuvoston mukaan kasvamaan merkittävästi. Lisäksi alueelliset toimijat, kuten Helsingissä Helen Sähköverkko, ovat laatineet ennusteita, jotka ovat linjassa edellä mainittujen kanssa. Seuraavissa luvuissa tarkastellaan käsiteltyjen muutostrendien vaikutuksia sähköjärjestelmän eri tasoilla.



Kuva 2.5: Helsingin toteunut ja Helen Sähköverkon arvioima huipputeho vuosilta 1999–2050. Ennusteet ovat Helen Sähköverkon sisäisesti laatimia huipputehon ennusteita, joissa on otettu mukaan kaikki sähköliittymät paitsi 110 kV asiakkaat.

2.3 Vaikutukset sähköjärjestelmän eri tasoilla

Poliittisten tekijöiden lisäksi teknologian luonnollisella kehityksellä voidaan selittää kuluttajien sähkönkulutuksen käyttäytymistä sekä uusiutuvan energialähteisiin perustuvaa sähköntuotannon lisääntymistä. Osaltaan mahdollisuuksia ovat myös luoneet globalisaatio ja kansainväliset kauppasopimukset, mutta myös eri materiaalien saatavuuden parantuminen. Tehoelektroniikan yleistymisen on laskenut puolijohdekomponenttien hintaa, minkä johdosta pienemmät toimijat ovat saaneet mahdollisuuden osallistua sähköntuotantoon ilman suurta pääomaa vaativia voimalaitoshankkeita. Aurinkopaneelien hinnat ovat laskeutuneet merkittävästi viime vuosikymmenen aikana: keskimääräisesti 22 % aina kumulatiivisen tuotantovolyymin kaksinkertaistuuessa [25, s. 16]. Tuulivoiman osalta erityisesti yksikkökojojen kasvu on ollut merkittävä tekijä hintojen laskussa. Lisäksi maailmanlaajuisesti projektointiosaamisen parantumisella voidaan selittää hajautetun tuotannon lisääntymistä.

Tällä hetkellä Suomeen rakennettavista sähköntuotantomuodoista tuulivoima on kustannustehokkain ratkaisu, ja koska markkinat säätelevät, minkälaisia investointeja tehdään, on tuuli- ja aurinkovoiman osuus kasvanut ja tulee kasvamaan merkittävästi niin Suomessa, Euroopassa kuin muuallakin maailmassa. Tällainen tuotanto lisää tarvetta nostaa sähköjärjestelmän siirtokapasiteettia johtuen näiden tuotantomuotojen stokastisesta luonteesta sekä maantieteellisistä sijainneista. Maankäytön lupa-anomuksista ja jo rakenteilla olevista tuulivoimaloista saadaan tietoa, että investoinnit kohdistuvat Suomessa lähinnä länsirannikolle ja pohjoiseen. Kuitenkin suurimmat kulutuskeskittymät sijaitsevat maan eteläosissa. Tämä lisää siirtotarvetta pohjoisesta etelään. Toisin sanoen toimiva siirto-

verkko tulee olemaan entistä tärkeämmässä asemassa, ja siihen kohdistuvia investointeja tullaan lisäämään.

Uusiutuvan energiatuotannon penetroitumisasteen suurenemisen lisäksi merkittävänä pidetään uusien ydinvoimalaitosyksiköiden käyttöönottamista. Tuotantoteholtaan suuret yksittäiset laitokset yhdessä tuotannoltaan vaihtelevien tuuli- ja aurinkovoiman kanssa lisäävät tehoepätasapainotilanteita yhteispohjoismaisessa voimajärjestelmässä. Tämä puolestaan korostaa toimivien taajuusreservien käyttöä ja siirtymistä älykkäisiin sähköverkkoihin, joita tarkastellaan luvussa 2.4. Suomessa kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj päivittää kahden vuoden välein sähkömarkkinalain velvoittamana kantaverkon kehittämissuunnitelmaa seuraavalle kymmenelle vuodelle [22]. Suunnitelmassa määritellään, miten ja minälaisin investoinnein kantaverkon kehittämisvelvollisuus ja kantaverkkotoiminnan laatuvaatimukset toteutetaan. Kokonaisuudessaan 1,3 miljardia euroa tullaan investoimaan seuraavan kymmenen vuoden aikana. Eräs keskeinen hanke on Metsälinja, joka on uusi etelä-pohjois-suuntainen 400 kV yhteys, ja sen suunniteltu käyttöönotto on vuonna 2025.

Alueellisissa jakeluverkoissa koetaan tulevana vuosina paljon muutoksia. Voimassaolevassa sähkömarkkinalaissa [26] veloitetaan sähkön toimitusvarmuudelta tiettyjä ehtoja tavoitevuoteen mennessä. Tämä on lisännyt yhdessä nykyisen regulaatiomallin kanssa merkittävästi investointeja verkko-omaisuuteen etenkin maaseutuverkkoyhtiöillä. Kaupunkijakeluverkoilla on myös haasteensa liittyen sähköenergian siirtokapasiteetin hallintaan. Maaliskuussa 2019 säädettiin, että kivihiilen energiakäyttö lakkautetaan viimeistään toukokuussa vuonna 2029 [27]. Suuret kaupungit ovat pian tilanteessa, jossa keskitetty fossiilisiin polttoaineisiin perustuva sähkön ja lämmön yhteistuotanto joudutaan korvaamaan vaihtoehtoisilla energiantuotantomuodoilla.

Helsingissä ratkaistavana haasteena on korvata kivihiilen polttamisesta saatava energia. Tällä hetkellä käytössä olevista voimaloista Hanasaari suljetaan vuoden 2024 loppuun mennessä [28], ja Salmisaaren voimalassa siirrytään vaihtoehtoihin ratkaisuihin. Tällöin Helsingin niemeltä poistuu sähkön- ja lämmöntuotantoa. Lämmön keskitetty tuotanto on suunniteltu korvattavaksi muun muassa hajautetuilla ja keskitetyillä lämpöpumppuratkaisuilla, mikä edelleen kasvattaa pääkaupungin sähköenergiankulutusta ja sähkötehohipuja. Haasteena on löytää lämmönlähteet käytettäville lämpöpumpuille, eikä niinkään itse lämpöpumpputekniikan käyttäminen. Vaihtoehtoina ovat muun muassa maalämpö, meri, jätevesi ja teollisuuden hukkalämpö.

Helen Oy on aloittanut kartoittamaan Geologian tutkimuskeskuksen kanssa maalämmön hyödyntämisen mahdollisuuksia [29]. Tavoitteena on ensimmäiseksi tuottaa maalämpöpumppuratkaisuilla asuinkortteleille lämpöenergiaa. Lopputuloksena on odotettavissa sähköntuotannon ja -kulutuksen eron kasvamista, mikä lisää siirrettävän sähköenergian määrää eli siirtokapasiteetin hallinta vaikeutuu. Pääkaupungin tullessa yhä enemmän riippuvaiseksi kantaverkon kautta siirrettävästä energiasta, sähköverkon luotettava toimitusvarmuus korostuu sekä sähköenergian että lämmönsaannin turvaamisessa. Helsingissä ollaan osaksi varauduttu kulutus- ja tuotantorakenteen muutokseen lämpövarastoilla. Vireillä on lisäksi Mustikkamaan öljyluolien uusiminen lämpövarastokäyttöön. Vuosaareen on myös

suunnitteilla uusi 250 MW biolämpölaite, jossa polttoaineena käytettäisiin metsähaketta. Myös koko rakennuskannan energiatehokkuutta pyritään parantamaan laajamittaisilla peruskorjaus- ja energiatehokkuushankkeilla. Kaupungin toimenpideohjelmassa ollaan lisäksi korostettu paikallisen energiantuotannon merkitystä; kaupunki pyrkii lisäämään uusiutuvalla energialla tuotettua sähköä ohjaamalla rakennushankkeita asemakaavoituksella [30, s. 67]. Pientuotannon kasvua voi seurata muun muassa Helen Sähköverkon verkkopalvelusta [31].

Olenainen muutos, joka on myös tässä työssä keskeisenä tarkasteltavana seikkana, on liikenteen sähköistyminen. Helsingissä tavoitteena on sähköautojen osuus koko henkilöautokannasta 30 % vuoteen 2035 mennessä. Merkittäviä ajureita sähköautokannan kasvattamisessa Helsingissä on kaupungin asettama tavoite leikata liikenteen kasvihuonepäästöistä 69 % vuoden 2005 tasosta vuoteen 2035 mennessä [30, s. 9] sekä kansalliset sähköisen liikenteen tavoitteet. Sähköautojen latausinfrastruktuuria tullaan hallitusohjelman mukaan kehittämään korottamalla siihen liittyvien rakennushankkeiden tukea. Lisäksi latausinfrastruktuurille tullaan asettamaan vähimmäismäärät kiinteistöjen remonttien yhteydessä. Henkilöliikenteen sähköistymistä tarkastellaan tarkemmin luvussa 7.1. Laajamittainen latausinfrastruktuuri tuo jakeluverkkoon merkittäviä pistekuormia, joiden tehon tarvetta on haastavaa arvioida. Tätä sähköisien ajoneuvojen latauskuormaa tarkastellaan luvussa 5.

Kokonaisuudessaan sähkönkäyttäjien kulutusprofiilit tulevat muuttumaan eri tavoin eri käyttäjäryhmissä. Toimistokiinteistöjen kannalta olennaisia energiatehokkuutteen liittyviä seikkoja ovat esimerkiksi taajuusmuuttajasäätöinen ilmastointi, valaisinpäivätykset sekä näihin liittyvät automatisointiprojektit. Toimistokiinteistöjä sekä niiden energia- ja tehoprofiilin muodostumista tarkastellaan luvussa 6.1. Taulukossa 2.3 on esitetty tiivistetysti eri tekijöiden arvioituja taloudellisia hyötyjä asiakasryhmäkohtaisesti.

Taulukossa 2.3 on arvioitu, että sähköautojen lataus on hyödyllistä sekä julkisissa kiinteistöissä kuten tavarataloissa ja liikerakennuksissa että toimistotaloissa. Syynä on kaupungin

Taulukko 2.3: Muutostrendien arvioitu taloudellinen hyöty asiakasryhmäkohtaisesti. Tämän diplomityön keskiössä ovat toimistotalot, sähköautot ja energianvarastointi. +++ = merkittävää hyötyä | ++ = kohtalaista hyötyä | + = vain vähäistä hyötyä.

	Sähköautot	Pientuotanto	Energianvarastointi	Lämpöpumput
Kerrostalo	++	+	+	++
Rivitalo	++	+	+	++
Pientalo	+	++	++	+++
Toimistotalo	+++	++	+	+
Tavaratalo	+++	+++	++	+
Liikerakennus	+++	++	+	+
Terveystuotanto	+	++	+++	+
Hotelli	++	++	+	+
Teollisuus	+	++	++	++

potentiaalinen liikenteen hinnoittelu polttomoottoriajoneuvoja kohtaan, jota käsitellään luvussa 7.2. Toisaalta kerros- ja rivitaloissa latauspisteiden saatavuus voi olla rajoitettua etenkin Helsingin keskusta-alueilla tilan puutteen takia, mikä laskee näiden käyttäjäröhmien saamaa potentiaalista hyötyä latauspisteistä. Terveystenhuollolla, hotelli- ja majoitus-toiminnalla sekä teollisuudella ei nähdä samanlaisia insentiivejä investoida latauspisteisiin kuin päivittäistavaraliikkeillä.

Pientuotannosta puolestaan hyötyvät lähes jokainen taulukossa 2.3 esitetty asiakasryhmä, mutta kerros- ja rivitaloasiakkailla teknis-taloudellisesti järkevä käyttö voi olla rajoitetumpaa kuin yksittäisillä kiinteistöjen omistajilla. Toisaalta tilanne on myös muuttumassa energiayhteisöjen yleistytessä. Muun muassa aurinkopaneelien tuotantoa voidaan jakaa kerrostalon asukkaiden kesken hyvityslaskentapalveluiden [32][33] avulla. Tavaratalot ja keskisuuret tuottavan teollisuuden rakennukset hyötyvät keskimäärin pientuotannosta enemmän suuren kattoalan takia, mikä mahdollistaa suurempien voimaloiden käytön ja näin ollen tuotetun sähköenergian suhteessa alemmat investointikustannukset.

Energianvarastoinnilla tarkoitetaan taulukossa 2.3 lähinnä akkusähkövarastoja. Näiden teknis-taloudellisesti järkevät käyttösovellukset ovat vielä tämän diplomityön kirjoittamisen aikaan rajattuja. Taulukossa 2.3 on täten huomioitu niistä saatava hyöty pientuotannon tasoittamisessa. Terveystenhuoltoa pidetään poikkeuksena sen sähkönsaannin kriittisyyden takia, mikä kasvattaa energianvarastoinnin merkitystä. Akkusähkövarastoja tarkastellaan tässä diplomityössä tarkemmin luvuissa 4 ja 6.

Lämpöpumpit ovat merkittävä muutostekijä kuluttajien ja tuottajien sähkönkulutuksessa. Niiden käyttö on kuitenkin vielä vähäistä sellaisilla asiakkailla, jotka jo kuuluvat kaukolämmityksen piiriin, mutta tulevaisuudessa ne tulevat yleistymään myös kiinteistöjen alueilla. Taulukossa 2.3 on arvioitu, että pientalot hyötyvät eniten lämpöpumpujen käyttöönotosta, jos niillä korvataan polttamalla saatu lämpöenergia kieltojen astuessa voimaan. Lisäksi hyötyvät kerros- ja rivitalot, jotka eivät ole kaukolämmityksen piirissä.

2.4 Älykkäät sähköverkot

Jotta saataisiin käsitys tarpeesta siirtyä älykkäisiin sähköverkkoihin, on esiteltävä vaikuttavat syyt sähkötekisistä näkökulmasta. Sähköenergiaa ei pystytä varastoimaan suuria määriä, ja aina on oltava voimassa tasapaino tuotetun ja kulutetun sähköenergian välillä. Säädetävän tuotannon kuten hiiltä käyttävien yhteistuotantolaitoksien poistuessa sähköntuotannosta, korostuu tarve rajasiirtokapasiteetin kasvattamiselle sekä kysyntäjouston ja sähkönsaastointitekniikoiden lisäämiselle. Tämä johtuu siitä, että hetket, jolloin sähköntuotanto ja -kulutus ovat epätasapainossa, lisääntyvät tuotannon muuttuessa satunnaisemmaksi. Sähköjärjestelmän on oltava jokaisella ajanhetkellä t tasapainossa heilahteluyhtälön (2.1) [34, s. 226] mukaisesti.

$$J \frac{d\omega_m(t)}{dt} = T_m(t) - T_e(t), \quad (2.1)$$

missä J on turpiini-generaattorikoneikon hitausmomentti, ω_m on akselin mekaaninen kulmanopeus, T_m on mekaaninen momentti ja T_e on sähköinen momentti. Yhtälöstä nähdään, että vääntömomenttien tasapainon ollessa nolasta poikkeava, pyörivän koneen akselin mekaanisen kulmanopeuden aikaderivaatta on myös nolasta poikkeava. Tällöin kone lähtee joko kiihtymään tai hidastumaan riippuen kulmanopeuden aikaderivaatan etumerkistä. Kulmataajuuden muutosta hidastaa turpiini-generaattorikoneikon hitausmomentti, joka vaikuttaa pyörivän koneen liike-energiaan. Tätä kutsutaan myös sähköjärjestelmän inertiaaksi. Toisin sanoen mekaanisen ja sähköisen vääntömomentin eli tuotannon ja kulutuksen ollessa epätasapainossa sähköjärjestelmään kytketyt pyörivät koneet joko kiihtyvät tai hidastuvat eli järjestelmän taajuus kasvaa tai pienenee. Mikäli koneen pyörimisnopeus kasvaa tai pienenee riittävästi, putoaa se tahdistusta, koska sen tehokulman arvo poistuu stabiililta alueelta. Tahdistusta pudonnut generaattori ei kykene tuottamaan tehoa sähköverkkoon. Riittävän suuresta tehotasapainon poikkeamasta sähköjärjestelmä romahtaa.

Jotkin generaattorit toimivat tuotantoreservinä ja niiden tehontuotanto muuttuu takaisin-kytkentää hyödyntäen taajuuden muutoksesta [34, s. 254]. Tyypillisesti taajuuden muutosten jälkeen joko lisätään tai vähennetään generaattoreiden tehoa tai irroitetaan kuormaa, jotta tehotasapaino voitaisiin ylläpitää. Pyörivä reservi on tärkeä sähköjärjestelmän ylläpitämiseksi, koska taajuuden laskiessa turpiinin antama teho pienenee [34, s. 256]. Pyörivä reservi on taajuusohjattu reservi, joka on verkkoon kytkettyjen generaattoreiden vapaana oleva tehokapasiteetti. Kantaverkonhaltija huolehtii tehotasapainosta ja täten sen on lisäksi ylläpidettävä erilaisia taajuusreservejä, jotka ovat esitetty luvussa 4.2. Pohjoismaisessa sähköjärjestelmässä hyödynnetään myös maiden välisiä tasasähköyhteyksiä, joilla voidaan nopeasti säätää tehoa. Kantaverkonhaltija Fingrid kerää ja julkaisee järjestelmän taajuusmittausdataa [35], josta voidaan jo huomata taajuuspoikkeamien kasvava trendi. Taajuuden muutoksen määrittelee tehon muutos ΔP_L ja järjestelmän liike-energia W_k yhtälön (2.2) [34, s. 348] mukaisesti.

$$\frac{df}{dt} = f \frac{\Delta P_L}{2W_k}, \quad (2.2)$$

missä f on järjestelmän taajuus. Yhtälöä (2.2) hyväksikäyttäen voidaan laskea järjestelmän hetkellinen liike-energia. Havainnollistamiseksi valitaan mielivaltaisesti, että 800 MW generaattori putoaa verkosta ja taajuus on laskenut 6 sekunnin kuluttua 49,5 Hz:iin, jolloin järjestelmän hetkellinen liike-energia on:

$$W_k = \frac{1}{2} \frac{dt}{df} f \Delta P_L = \frac{6 \text{ s}}{2(-0.5 \text{ Hz})} \cdot 50 \text{ Hz} \cdot (-800 \text{ MW}) = 240 \text{ GWs}.$$

Pohjoismaisen sähköjärjestelmän liike-energia on tyypillisesti välillä 120–280 GWs [36], mutta on havaittavissa yhä enemmän tilanteita, joissa liike-energia on hyvinkin alhainen. Fingrid julkaisee myös liike-energiasta avointa mittausdataa, joka perustuu pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden laskemaan reaaliaikaiseen arvioon. Pienentyneen inertiaan vuoksi on löydettävä tehokkaita ratkaisuja sähköjärjestelmän ja sähkön toimitusvarmuuden ylläpitämiseksi. Näin ollen on ensisijaisen tärkeää mahdollistaa markkinaehtoinen kulutusjousto ja kustannustehokkaat energianvarastointitekniikat. Kuitenkin myös tuotantoa

tulisi tehdä joustavammaksi. Ydinvoimaloita, joita Suomessa on yleensä kustannustehokkainta ajaa täydellä teholla, voitaisiin ajaa osateholla. Näin ollen ne voisivat reagoida tehoepätasapainotilanteisiin. Sama pätee myös tuuli- ja aurinkovoimaloihin, joita voidaan käyttää maksimitehopisteen alapuolella. Suomessa on tyypillistä, että vesivoimalaitoksilla voidaan kustannustehokkaasti joustaa. Kuitenkin myös niiden säädettävyyttä voidaan edelleen kasvattaa, koska nykyään monia vesivoimaloita ajetaan edelleen optimoimalla maksimaalinen energiantuotanto. Tulevaisuudessa tulisi hakea Pareto-optimia energiantuotannon, reservien, sähkökaupan ja säätösähkön suhteen. Lisäksi myös käytössä olevilla yhteistuotantolaitoksilla voitaisiin tuottaa enemmän sähköä lämmön sijaan.

Tässä energiamurrosta käsittelevässä luvussa esitellyt muutokset sekä kansallisessa voimajärjestelmässä että kulutuskäyttäytymisissä vaativat muutoksia sähköverkkojen toiminnassa ja rakenteessa. Muutokset näkyvät ja ne ovat toteutettava ensimmäisinä kantaverkossa, mutta myös jakeluverkkojen ja kuluttajien on osallistuttava muutoksiin ja lisättävä keskinäistä yhteistyötä, jotta sähkön toimitusvarmuuden taso ei kärsi. Älykkäillä sähköverkoilla tai älyverkoilla (engl. *Smart Grids*) tarkoitetaan sähköverkkoja, joita voidaan ohjata niiden eri komponenteista ja sidosryhmiltä saatavien mittaustietojen avulla. Tällaisilla sähköverkoilla voidaan parantaa sähkön toimitusvarmuutta joustavassa sähköjärjestelmässä ilman merkittäviä lisäinvestointeja uuteen siirtokapasiteettiin. Työ- ja elinkeinoministeriö käyttää määritelmänä älyverkkoa eli älykästä sähköjärjestelmää, joka tarkkailee sähkön virtaamista ja optimoi jatkuvasti sähkön kulutusta ja tuotantoa [37]. TEM:n älyverkko-työryhmän loppuraportissa [38] käsiteltiin niitä toimia, joihin Suomessa on ryhdyttävä, jotta joustava sähköjärjestelmä mahdollistettaisiin. Esille nostetaan neljä teemaa: sähkömarkkinaroolien ja -pelisääntöjen selkeytys, markkinaehtoisien kannustimien mahdollistaminen, riittävien teknisten edellytyksien luominen ja toimialarajat ylittävän yhteistyön lisääminen. Työryhmän keskeisiä ehdotuksia ovat muun muassa

- markkinaehtoisen kulutusjouston ja seuraavan sukupolven älymittareiden käyttöön-
otto
- energiayhteisöjen mahdollistaminen
- asiakkaiden lisävaikutusmahdollisuudet sähkönsiirtomaksuunsa
- yhdistetty energia- ja siirtolasku
- joustopalveluntarjoajan mahdollisuudet toimia kaikilla sähkömarkkinapaikoilla
- sähkövarastojen omistaminen ja käyttö kilpailutetuksi liiketoiminnaksi ja sähkön
varastointi verottomaksi
- joustopalveluiden hyödyntäminen verkkotoiminnassa
- energiajärjestelmien toisiensa tukeminen markkinaehtoisesti
- rakennussääntelyllä sähkön kulutusjouston ja älykkäiden sähköautojen latauksien
edistäminen kustannustehokkaasti

Kuten listasta huomataan, on älykäs sähköjärjestelmä erittäin monimutkainen kokonaisuus käsittäen monia eri energia-alan tahoja. Voimassa olevassa hallitusohjelmassa on

Taulukko 2.4: Perinteisen ja älykkään sähköverkon keskeiset eroavaisuudet.

Perinteinen sähköverkko	Älykäs sähköverkko
Analoginen	Digitaalinen
Keskitetty tuotanto	Hajautettu tuotanto
Yksisuuntainen tiedonsiirto	Kaksisuuntainen tiedonsiirto
Manuaalinen käyttö	Automaattinen käyttö
Vähän mittareita	Paljon mittareita
Vianpaikannus vaikeaa	Vianpaikannus helppoa

linjattu [20, s. 35], että älykkäiden sähköverkkojen ja kysyntäjouston potentiaali on hyödynnettävä täysimääräisesti. Energiayhteisöjen muodostumista tullaan helpottamaan hallitusohjelman mukaan sääntelyn ja verotuksen kehittämällä siten, että energian pien- tuotannon hyödyntäminen olisi mahdollista kaikille osapuolille mukaan lukien taloyhtiöt, pientalot sekä maatilat. Sähköjärjestelmän joustavuutta pyritään parantamaan poistamalla kaksinkertainen verotus myös pienempien pumppuvoimaloiden ja akkujen osalta. Tämän lisäksi energian varastointiin liittyvää tutkimus- ja kehitystoimintaa lisätään. Älyverkkojärjestelmän sähköveroja koskevia ehdotuksia sivutaan luvussa 4.1. Taulukkoon 2.4 on koottu keskeisiä eroavaisuuksia perinteisten ja älykkäiden sähköverkkojen välillä.

Jakeluverkkojen kannalta keskeinen muutos siirtymisessä kohti älykkäämpiä verkkoratkaisuja on etenkin laajan verkostoautomaation käyttöönotto. Keskijänniteverkoissa sähköasemien ja muuntamoiden automatisointi voi olla jo teknis-taloudellisesti järkevää toimitusvarmuuden kehittämisen näkökulmasta. Kokonaisvaltaisen älykkään sähköverkon mahdollistamiseksi tulee myös pienjänniteverkkoja automatisoida. Tiedonsiirron tulee olla kaksisuuntaista. Tällöin myös kulutuspisteistä saadaan signaaleja muun muassa pätö- ja loistehon kulutuksista sekä sähköön laadullisista seikoista, joiden avulla voidaan optimoida verkon kytkentätilannetta joko automaattisesti tai manuaalisesti. Tämä tarkoittaa muun muassa kauko-ohjattujen verkkokomponenttien käyttöönottoa ja erilaisien sähköön laadun kuten jakelukeskeytyksien mittauksia sekä virta- ja jännitemittauksien lisäämistä. Olen- naista on myös sähköverkon käytöntukijärjestelmän kehittäminen sellaiseksi, että se mahdollistaa reaaliaikaisen tehonjaon optimoinnin. Hajautetun tuotannon kasvaessa tulee huomioida myös uudenlaiset verkkoratkaisut, joissa tehonsiirto on kaksisuuntaista. Tällöin muun muassa vikasuojauslaitteiden tulee olla kaksisuuntaisia, ja myös verkkotopologiat voivat monimutkaistua pienjännitetasolla.

Uudet tehoelektroniikkasovellukset ja energianvarastointi tuovat mahdollisuuksia jännitteen- ja loistehonsäätöön suuntaajaratkaisilla, jolloin voidaan välttyä hajautetun tuotannon aiheuttamilta sähköön laatuun liittyviltä ongelmilta erityisesti heikoissa verkoissa. Sähköi- sen liikenteen kehittyessä voidaan myös sähköajoneuvojen akkuja hyödyntää aggregoinnin avulla reservitoiminnassa. Jo nyt erityisesti täyssähköisten autojen akkuja voidaan käyt- tää pientalojen varavoimalähteenä pienillä lisäyksillä sähkökeskuksissa, mikäli ajoneuvon ajovoima-akun hallintajärjestelmä sen mahdollistaa. Kuluttajat voivat myös optimoida

sähkön kulutustaan autojen akuilla hyödyntämällä älykkäitä kotiautomaatiojärjestelmiä, jotka automaattisesti lataavat tai purkavat akkuja sähkön hinnan mukaan reaaliaikaisesti. Samanaikaisesti näillä järjestelmillä voidaan myös tukea sähköjärjestelmää erilaisien signaalien avulla joustamalla sähkön käytössä. Kotiautomaatiojärjestelmien käyttöä kysyntäjouksoon on tutkittu esimerkiksi diplomityössä [39].

Eräs tulevaisuuden näkymä älykkäissä sähköverkoissa on tasasähkönjakelun [40] käyttöönotto tehoelektroniikan yleistyessä ja hintojen laskiessa entisestään. Sähköasemilla voidaan sähkö tasasuunnata ja vastaavasti kulutuspisteiden lähettyvillä voidaan se vaihtosuunnata jälleen sekä kotitalous- että teollisuuslaitteiden käyttöön. Tasasähköverkon edut ovat etenkin pienemmät jakeluhäviöt pitkittäisreaktanssin ja maakapasitanssin aiheuttamien häviöiden minimoituessa, joskin yliaaltojen mittausta ja suodattamista tulisi lisätä. Lisäksi olennainen etu on, että fyysisiä johtimia ei tarvitse käyttää yhtä paljon, jos luovutaan vaihejärjestelmästä sähkönsiirrossa. Laajamittainen tasasähköverkko myös mahdollistaisi akkusähkövarastojen tehokkaan käytön, eikä tehomuuntajia tarvita, jolloin myös kantaverkosta voidaan syöttää sähköä jakeluverkkoon tasasuuntaajalla. Tasasähköjakeluverkko voisi täten toimia omana mikroverkkona, jossa pientuotannon kuten aurinkovoimaloiden täysimittainen hyödyntäminen olisi mahdollista. Käytännössä tasasähkönjakeluverkon käyttö vaatii kuitenkin etenkin verkkotoiminnan regulaatiossa laajoja muutoksia, eikä olemassa olevia vaihtosähköverkkoja ole teknis-taloudellista muuttaa tasasähkökäyttöisiksi. Näin ollen mikäli tasasähkönjakeluverkot yleistyvät, tulevat ne todennäköisesti keskittymään uudisaluehankkeisiin.

Toteutuneita hankkeita Suomessa

Nykyinen hallitusohjelma on hyvin linjassa TEM:n älyverkkotyöryhmän ehdotuksien kanssa, mutta pelkät päätökset eivät aikaansaa muutoksia vaan tarvitaan myös konkreettisia toimia. Suomessa on käynnissä erilaisia hankkeita, joissa pyritään esittämään älyverkkoratkaisujen toimivuutta. Hankkeita on toteuttanut muun muassa sähköverkkoyhtiöt, kantaverkkoyhtiö sekä tutkimuslaitokset ja yliopistot. Pitkään käytössä ollut sovellus on sähkölämmityskuormien aikaohjaukset, jotka pohjautuvat edelleen laajasti Sähkölaitosyhdistyksen (nyk. SENER) kytkentäsuositukseen SLY 7/92 [41], jonka tavoitteina ovat esimerkiksi sähköliittymän huipputehon rajoittaminen kiuasristeilyllä ja lämminvesivaraajan taloudellinen käyttö yösähköhinnalla. Niin sanottu SLY-kytkentä antoi mahdollisuuden vakiomallisten keskuksien yleistymiselle.

Vuonna 2015 julkaistiin Energiateollisuus ry:n koordinoiman Sähkötutkimuspoolin laajamittainen tutkimus [42] kysynnän jouston käytännön ratkaisuihin ja vaikutuksista Suomen verkkoyhtiöille. Tutkimuksessa muun muassa nostettiin esille, että olemassa olevaa AMR-infrastruktuuria olisi kansantaloudellisessa mielessä järkevää käyttää suoraan kysyntäjouksoon. Tutkimuksen mukaan AMR-mittareilla tehtävillä ohjauksilla olisi käytävissä yli 1000 MW erilaisia sähkölämmitys- ja lämminvesivaraajakuormia. Suurempien kiinteistöjen, kuten liike- ja toimistorakennuksien, ohjauksissa tutkimuksessa kerrotaan kiinteistöautomaatiojärjestelmien olevan ensisijainen ratkaisu kysynnän jouston toimintojen kehittämiseen. Luvussa 4 tarkastellaan kysynnän jouston eli päätötehonhallinnan ja

energiatehokkuustoimien teknisiä periaatteita ja teknis-taloudellisia perusteluja. Fingridin taajuusmarkkinoiden kehitys on myös seurausta siirtymästä kohti älykkäämpiä sähköverkoja. Reservilajeja kehitetään sähköjärjestelmän tarpeen mukaan, ja niiden eräs tarkoitus on toimia älykkään sähköjärjestelmän edistäjänä. Taajuusreservit on esitelty luvussa 4.2.

Helsingin kaupunki on osallistunut älykkään sähköjärjestelmän kehittämiseen muun muassa Kalasataman älyverkkohankkeella [43], jossa mukana ovat Helen Oy, Helen Sähköverkko Oy ja ABB Oy. Kalasatama on uudisasuntoalue Helsingissä, minkä suunniteltu rakennusaika on 20–30 vuotta. Kalasataman kaupunginosaa syötetään uudelta Kalasataman 110/10 kV sähköasemalta, ja kaupunginosan keskus on suljettu keskijänniterengasverkko, jota syötetään kahdella lähdöllä. Helen Sähköverkon kannalta Kalasatama-hankkeessa pilotoidaan muun muassa IEC 61850 -standardin mukaista verkostoautomaatiota.

Helen on toteuttanut alueelle nimellishuipputeholtaan 380 kWp aurinkovoimalan. Helen omistaa myös Hanasaaren energia-alueella sijaitsevan sähkövaraston, joka on nimelliskapasiteetiltaan 600 kWh litium-titanaatti -akku, jonka nimellisteho on 1,2 MVA (1,2 MW ja 900 kVar). Sähköaseman yhteydessä on lisäksi sähköautojen latauspisteitä. Akulla tehtiin kolmivuotinen tutkimushanke (8/2016–7/2019) [44], jossa osallistujatahoina olivat Helen Oy, Helen Sähköverkko Oy ja Fingrid Oyj. Hankkeessa oli päätavoitteena saada selvyyttä sähkövaraston teknisiin kyvykkyyksistä, parhaista sovelluskohteista ja niiden moniajosta. Akulla suoritettavia toiminnallisuuksia ovat taajuussäätö, toimistokuorman huipunleikkaus, aurinkovoimalan tuotannon tasoitus, Helsingin metron tehopiikkien leikkaus, loistehon kompensointi, jännitteensäätö sekä näiden toiminnallisuuksien yhteiskäyttö.

Jännitteen säätö osoittautui merkityksettömäksi akun sijaitessa lähellä sähköasemaa ja päämuuntajan käämikytkintä. Loistehon säädöllä voitiin puolestaan pienentää merkittävästi jakeluverkon kantaverkolle tehtäviä loistehomaksuja kuluttamalla loistehoa tarvittaessa erityisesti yöaikaan. Todettiin myös, että päämuuntajan häviöiden pienentäminen loistehon tuotannolla ei ole kannattavaa, koska tällöin sähkövaraston häviöt kasvavat enemmän kuin muuntajan häviöt pienenevät. Loistehon kompensointi ei ollut yksinään riittävä perustelu akkuyksikön hankintaan, koska kaikki muut kompensointikeinot ovat edullisempia. On huomioitava, että saadut hyödyt riippuvat aina kohteittain. Akulle suoritettavasta jännitesäädöstä saataisiin enemmän hyötyä, jos yksikkö olisi esimerkiksi johdolahteen loppupäässä. Samoin verkon häviöiden pienentämiseen on suurempi potentiaali, jos varasto kompensoisi kulutusta pitkän ja suuriresistanssisen johdon päässä.

Fingrid käytti akkusähkövarastoa automaattisen taajuussäädön (FCR-N ja FCR-D, ks. luku 4.2) testialustana. Keskeinen lopputulos oli, että sähkövarasto vahvisti hypoteesin, että sillä kyetään hyvin nopeaan ja tarkkaan säätöön mielivaltaisen säätökäyrän mukaisesti. Lisäksi tutkimushankkeen kokemusten perusteella voidaan todeta, että akkusähkövarastot voisivat olla potentiaalisia reserviresursseja uudessa nopeassa taajuusreservissä (FFR), ja niillä voidaan hyvin todennäköisesti täyttää myös uudet FCR-N ja -D -vaatimukset. Helenin kannalta sähkövarasto antoi kehitysalustan uusille tuotteille ja palveluille. Suvilahden akkuprojekti on hyvä esimerkki, kuinka tutkimuskonsortiotoinnalla saadaan tehokkaasti päteviä ja hyödyllisiä tutkimustuloksia.

3 SÄHKÖNJAKELUVERKON MITOITUSPERIAATTEET

Yleisen käsityksen saamiseksi siitä, miten pienjännitteinen sähköverkko mitoitetaan ja mitkä seikat vaikuttavat siihen, on tarkasteltava niitä mitoituseriaatteita ja -ohjeita, joita Suomen sähköverkkoyhtiöt toteuttavat. Näihin perehdytään tässä luvussa. Lisäksi luodaan pohjaa diplomityön myöhempää tutkimusta varten. Tämän luvun pääpainona ovat teknisten mitoituseriaatteiden teoreettiset taustat. Viranomaisen määrittelemää regulaatiota ei tarkastella syvällisesti tämän diplomityön aiheen vuoksi, vaan esitetään taloudellista mitoitusta perinteisesti ohjaavat tekijät. Esimerkkeinä tässä luvussa on käytetty Helen Sähköverkon toimintaperiaatteita. Tässä työssä keskiössä on tehonhallinnan vaikutuksien tarkastelu pienjänniteverkon mitoittamiseen. Koska pienjänniteverkko mitoitetaan asiakasryhmien kulutusprofiilien, liittymien huipputehojen ja muuntopiirien kokonaiskuormitusten perusteella, tarkoitetaan tässä työssä tehonhallinnalla keinoja, joilla huipputehoa voidaan rajoittaa tai sen ajanhetkeä voidaan siirtää. Muuntamoiden maantieteellinen sijoittelu ja muu verkon topologiaan liittyvä optimointi rajataan näin ollen tämän työn tarkasteluista ulos.

3.1 Pienjänniteverkon suunnitteluprosessi

Pienjänniteverkon suunnittelu on hyvin tapauskohtaista, minkä takia sen suunnittelussa käytetään usein kokemuseräisiä periaatteita ja hyödynnetään suosituksia sekä valmiiksi laskettuja taulukoita. Nämä kuitenkin pohjautuvat sähköverkkotekniikan teoriaan, jota on esitetty esimerkiksi kirjoissa [45] ja [46]. Laajasti Suomessa sovellettavia tietolähteitä ovat Sähkötieto ry:n julkaisema ja ylläpitämä ST-kortisto [47] sekä Adato Energia Oy:n Sähköverkkoeckstran sähköverkkosuositukset [48]. Sähköverkkoyhtiöillä on lisäksi myös omat suunnitteluohjeistuksensa sähköverkon mitoittamiseen sekä erillisiä ohjeita sähköverkkourakoitsijoille. Sähköverkkoyhtiöiden omat ohjeet sisältävät ensisijaisesti sellaista tietoa, joka koskee kyseisen sähköverkkoyhtiön jakeluverkon suunnitteluperiaatteita. Esimerkiksi Helen Sähköverkko Oy:n suunnitteluperiaatteet ovat suurelta osin sellaista tietoa, jota ei ole kirjattu sähkötekniikan alan standardeihin, tuoteluetteloihin tai teoriakirjoihin. Sähköverkon mitoituseriaatteet voivat täten vaihdella sähköverkkoyhtiöittäin, kuitenkin sähkötekniikan lainalaisuuksia noudattaen.

Sähköverkon suunnittelu koostuu erilaisista suunnittelutehtävistä. Näitä ovat muun muassa yksittäisen sähköliittymän verkkoon liittäminen ja olemassa olevan liittymän muutokset

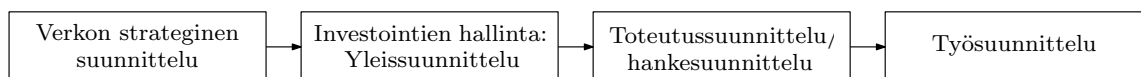
kuten lämmitystavan muutos tai sähköauton latauspisteen lisääminen. Laajempia suunnittelutehtäviä ovat kokonaisen uudisrakennusalueen sähköistäminen tai muutokset olemassa olevassa rakennusalueessa sen käyttöpaikoissa tapahtuvien muutoksien takia.

Sähköverkon suunnitteluvaiheet

Uuden pienjänniteverkon suunnittelu alkaa yleiskaavavaiheessa, jolloin määritellään alueen käyttötarkoitus eli yleispiirteinen maankäytön suunnitelma. Yleiskaavan laatimisen velvollisuus on kunnalla. Esimerkiksi Helsingissä Helsingin kaupunki laatii yleiskaavan uusille rakennusalueille sekä päivittää jo olemassa olevien kaupungin osa-alueiden asemakaavoja. Yleiskaavan pohjalta Helen Sähköverkko laatii pitkän ajanjakson sähköverkon kuormitusennusteita, jotka osaltaan ohjaavat *verkon strategista suunnittelua*. Kaupungin yleiskaavalla ohjataan edelleen tarkempia osayleiskaavoja ja yksityiskohtaisimpia rakennuskaavoja eli asemakaavoja [49]. Sähköverkon näkökulmasta oleelliset seikat ovat kaavoissa osoitetut rakennusten sijainnit, koot sekä käyttötarkoitukset. Rakennusten sijainti määrittää liittymäpisteiden ja muuntamoiden suurpiirteisen maantieteellisen sijainnin jakeluverkon alueella, minkä pohjalta voidaan luoda teknis-taloudellisesti optimoitu verkkomalli eli verkkotopologia ja kytkentätilanne. Yleis- ja osayleiskaavatietojen avulla tehtyä suunnittelua kutsutaan *yleissuunnitteluksi* [50, s. 74]. Tarkoituksena ei kuitenkaan ole tehdä tarkkoja tehonjakolaskelmia pienjännitetasolle asti, vaan luodaan suuntaa-antavia kulutusennusteita näiden kaavatietojen pohjalta. Tällainen suunnittelu koskee sekä uudisrakennuskohteita että käytössä olevien jakeluverkkoalueiden korvaushankkeita.

Tarkempi *aluesuunnitelma* laaditaan valmiin asemakaavan pohjalta, jossa tehdään pienjänniteverkon rakennesuunnitelmaluonnostelmat, jotka pohjautuvat yleissuunnitelmaan. Aluesuunnitelmassa tarkoituksena on optimoida muuntamoiden sijainti tehonjaon ja rakennuksien kannalta parhaiten. Rakennuksen koon eli kerrosalan, käyttötarkoituksen ja alueen rakennustiheyden avulla voidaan puolestaan tehdä aluesuunnitelmaan arvioita rakennuksien huipputehoista sekä edelleen tonttien keskiarvohuipputehoista. Yleis- ja aluesuunnitelmat ohjaavat lopulta tarkempaa toteutussuunnitelmavaihetta, jossa pyritään määrittelemään sellainen hankesuunnitelma, joka on käytännössä toteutettavissa teknis-taloudellisesti ja jossa valitaan verkostokomponenttien todelliset sijoituspaikat [50, s. 78]. Hankesuunnitelmaa käytetään *työsuunnitelmassa*, jossa on määritelty työhön liittyvät tarkat aikataulut ja sen toteutukseen liittyvät vaiheet. Helen Sähköverkko on perinteisesti kilpailuttanut verkonrakennuksen lukuun ottamatta sopimusurakoitsijoille tarkoitettuja toteutussuunnitelman hankkeita. Kuvassa 3.1 on esitetty Helen Sähköverkon jakeluverkon suunnitteluprosessin vaiheet graafisesti.

Pienjänniteverkkoliittymän kannalta tärkeää on maksimihuipputehotiedolla laskettu liittymien pääsulakkeiden nimellisvirrat. Tämän laskennan tekee asiakas omien sähkösuun-



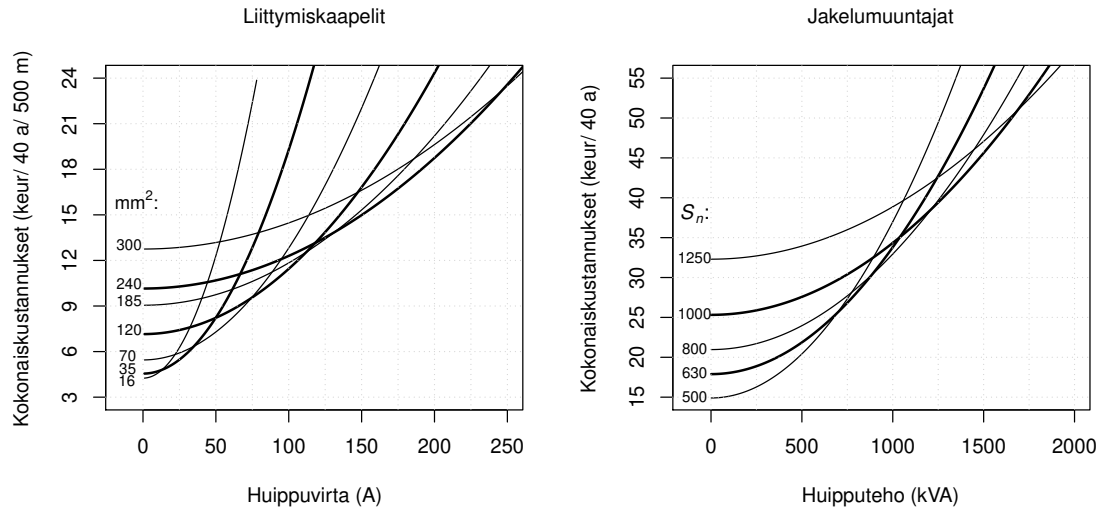
Kuva 3.1: Helen Sähköverkko Oy:n jakeluverkon suunnitteluprosessin vaiheet.

nitelmiensa perusteella, ja tämä edelleen määrittää verkkoyhtiön toimittaman liittymiskaapelin tai -kaapeleiden poikkipinta-alat. Rakennuksen alustava käyttötarkoitus vaikuttaa myös liittymän huipputehon laskennassa, koska asuinrakennuksien huipputehon hetki eroaa merkittävästi esimerkiksi toimistokiinteistöjen huipputehon hetkestä näiden kulutusprofiilien eroavaisuuksien takia. Lisäksi käyttötarkoituksen tiedosta on apua käyttöpaikkojen ryhmittelyssä, jota käsitellään luvussa 3.2.1. Sähkönkäyttäjien profiloiminen suunnitteluohjelmistoihin kuten verkkotietojärjestelmään Trimble NIS (engl. *Network Information System*) ja käytöntukijärjestelmään DMS (engl. *Distribution Management System*) sujuvoittaa data-analyysia sekä parantaa sähköverkkotietokantojen luettavuutta.

Asiakkaan mitoittaessa liittymiskaapelinsa tullaan Helsingissä usein tilanteeseen, jossa liittymiskaapelit ovat vähäisesti kuormitetut eli ne toimivat pienellä kuormitusasteella. Liittymien ylimitoitettut tehot vaikuttavat osittain laajempaan sähköverkon esisuunnitteluun. Tämä ajaa osaltaan vahvan verkon rakentamiseen. Helsingissä liittymiskaapeleiden ylimitoitus on toisaalta perusteltua, jos toisena vaihtoehtona on asentaa pienempi kaapeli, joka pitää kaivaa aikaisemmin pois liittymän kasvaneen tehon tarpeen takia. Kaivuusuhteet etenkin kantakaupungin alueella ovat erittäin haasteellisia. Tämän vuoksi myös asennuskustannukset kasvavat suureksi. Liittymien alimitoitusta on perinteisesti pyritty välttämään, ja jakeluverkon kannalta asia on historiassa ollut perusteltavissa, koska sähkökulutuksella on ollut tapana kasvaa uusissa laitteissa ja täten sähkönkäyttöpaikoilla ja liittymissä. Myöskään tarkkaa mittausdataa ei ole aina ollut saatavilla.

Sähkökulutuksen kasvu on kuitenkin pysähtynyt Helsingissä muun muassa energiatehokkuustoimien vuoksi, joskin kasvua on odotettavissa luvussa 2 esitetyjen tuotanto- ja kulumuutoksien vuoksi. Verkkoyhtiössä on myös nykyään käytössä etäluettavia mittareita, joiden mittausdatan perusteella voidaan todeta, että liittymien ylimitoituksen takia sidotaan turhaan saatavilla olevaa muuntamokapasiteettia ja liittymiskaapeleita. Kaapelin valinta tulisi tehdä teknis-taloudellisesti järkevästi, mitä käsitellään luvussa 3.2.4.

Lähteessä [51] saatiin optimointitarkastelulla tulokseksi, että Helsingin pienjänniteverkon kaapeleiden ylimitoittaminen tuo säästöä häviökustannuksien kautta sekä epäsuorasti muuta kautta. Suuremmilla kaapeleilla myös jännitteenalenema pienenee, minkä vuoksi kaapelietäisyydet voivat olla pidempiä ja muuntamoiden määrä vähäisempi. Toisaalta muuntamoita vähentämällä vähennetään myös saatavilla olevien lähtöjen kokonaismäärää. Helsingissä muuntopiirit ovat pienessä kuormassa, mutta muuntamoiden pienjännitekeskuksissa ei ole kuitenkaan merkittävästi vapaita lähtöjä. Lopulta mitoitusongelman vastaus kuitenkin riippuu teknis-taloudellisen näkökulman lisäksi verkkoyhtiön suunnittelufilosofiasta ja -prosessista. Jakeluverkkoyhtiön ja asiakkaan välistä kommunikaatiota tulisi kuitenkin uusien liittymien mitoituksessa kehittää.



Kuva 3.2: Helen Sähköverkko Oy:n yksittäisten liittymiskaapeleiden ja erään valmistajan jakelumuuntajien kokonaiskustannukset Energiaviraston mukaisilla yksikköhinnoilla. Komponenttien pitoaika on 40 vuotta, korkokanta on 5 %, tehon oletettu vuosittainen kasvu on 0 %, häviöiden huipunkäyttöaika on 1314 h ($\alpha = 0,15$) ja energian hinta on 0,05 €/kWh.

Verkkokomponenttien valinta

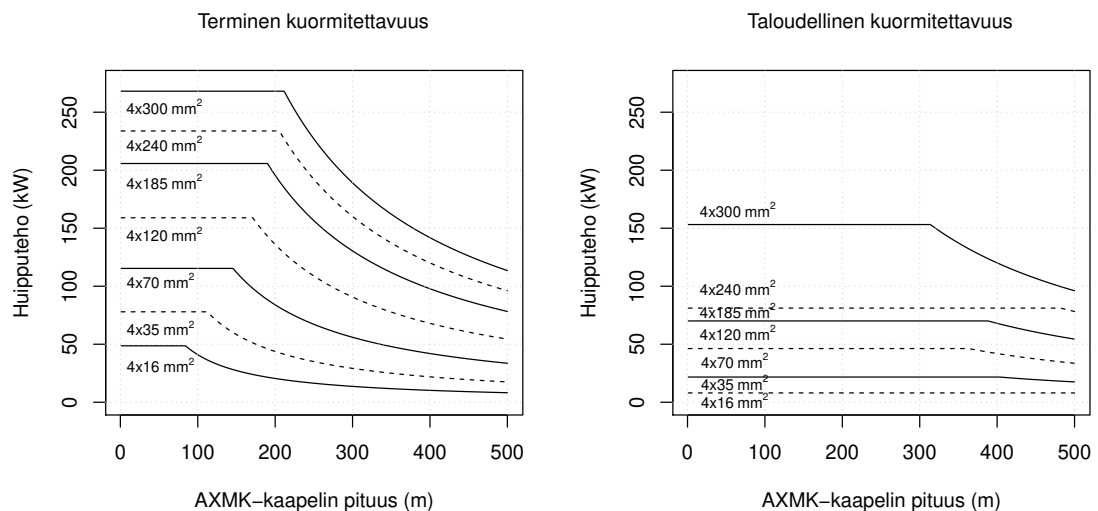
Kaupungin yleis- ja asemakaavat vaikuttavat olennaisesti kaupunkijakeluverkon mitoituksessa, mutta myös sähkötekniset seikat kuten toimiva vikasuojaus, sähkön laatu ja komponenttien terminen kuormitettavuus on huomioitava. Sähkönjakeluverkko tulee suunnitella ensisijaisesti niin, että vaaratilanteita ei aiheudu. Koska suurin osa asiakkaista on liittynään pienjänniteverkkoon, on sen toimiva suojaus vikatilanteiden varalta tärkein mitoittava tekijä. Eristysvaurion tai ulkoisen kosketuksen sattuessa verkon tulee toimia siten, että sähkötekninen vika erotetaan verkosta mahdollisimman nopeasti minimoiden mahdolliset henkilö- sekä laitevahingot. Vikatilanteiden suojaus toteutetaan täten yleisellä tasolla sähköverkon yhdenmukaisella ja oikeaoppisella suunnittelulla sekä teknisesti erinäisillä suojalaitteilla.

Suomessa noudatetaan standardissa SFS-EN 50160 [52] määriteltyjä sähköverkon sähkön laadun raja-arvoja, joiden pitää toteutua jakeluverkossa. Pienjänniteverkon teknisessä mitoituksessa sähkön laadun tärkeimpänä rajaehdona on tyydyttävä jännitteenalenema. Lisäksi verkko tulee mitoittaa siten, että siellä vallitsee hyväksytty jännitteen yliaaltokomponenttien osuus sen perusaallosta, jakelukeskeytykset eivät aiheuta kuluttajille merkittävää haittaa ja muut sähkön laadulliset seikat kuten vaihe-epäsymmetria ja välkyntä pysyvät standardin määrittelemissä rajoissa.

Käytännössä sähkönjakeluverkkojen mitoitus on aina teknis-taloudellista siten, että tekniset reunaehdot toteutetaan. Verkkokomponenttien sopivuutta voidaan arvioida laskeamalla koko pitoajan mukaiset taloudelliset kustannukset. Taloudellisen mitoittamisen periaatteet sekä yhtälöt ovat esitetty luvussa 3.2.4. Kuvaan 3.2 on tiivistetty tämän työn

aihealueen kannalta merkittävien komponenttien eli Helen Sähköverkko Oy:llä käytettävien liittymiskaapeleiden sekä jakelumuuntajien kustannukset niiden pitoajalta. Kuvan 3.2 kustannuskäyristä saadaan tietoa, millä virta- ja tehoarvoilla on taloudellista käyttää kyseistä komponenttia. Kuvasta 3.2 käy ilmi, että vakiokokoisien jakelumuuntajien huipputehon taloudellinen kuormitettavuus on noin 10–20 prosenttia suurempi kuin muuntajan nimellisteho. On huomioitava, että liittymiskaapeleiden kustannuskäyrät ovat yksittäisiä kaapeleita eikä runkokaapeleita ja kaapeleiden rinnankytkentöjä ole esitetty tässä yhteydessä. Käyrien minimiarvot huippuvirran tai -tehon funktiona muodostavat teoreettisen Pareto-optimikäyrän.

Mitoitustekijöiden vaikutus pienjänniteverkon kaapeleihin voidaan tiivistää kuvaan 3.3, jossa on esitetty esimerkkinä AXMK-kaapelilla siirrettävä teho kaapelin pituuden funktiona 500 metriin saakka. Vaakasuuron alueen määrittelee joko kaapelin terminen keskeisyys tai kustannusoptimaalinen siirtoteho, joista jälkimmäinen voidaan arvioida esimerkiksi kuvasta 3.2. Kaareva osuus käyrissä kuvassa 3.3 on valitun suurimman sallitun jännitteenaleneman ehto; tässä tapauksessa Helen Sähköverkon käyttämä 5 %. Kaapelipituuden absoluuttinen yläraja tulee yksivaiheisen oikosulkuvirran rajaehdosta (ks. luku 3.3), mutta sitä ei esitetyllä pituudella saavuteta. Kuvassa 3.3 oikealla on vastaavasti liittymiskaapeleiden huipputehojen taloudelliset käyttöalueet. Kuvalla 3.3 voidaan perustella suuremman kuin teknisesti tarvittavan kaapelin valintaa. Jos maakaapeliverkko mitoiteetaan taloudellisimman poikkipinnan mukaan, on sillä yleisesti suuri marginaali teknisiin rajaehtoihin. Seuraavissa alaluvuissa käsitellään kuvassa 3.3 esiintyvien mitoitustekijöiden eli kuormitettavuuden, vikavirtasuojauksen ja sähkön laadun vaikutuksia pienjänniteverkon mitoittamiseen.



Kuva 3.3: Helen Sähköverkko Oy:n liittymiskaapeleiden termiset ja taloudelliset käyttöalueet huipputehojen perusteella. Jännitteenaleneman ehto on 5 %, kaapelien sähköiset parametrit ovat standardin mukaiset ja taloudellisten tehojen käyttöalueet arvioitu kuvasta 3.2.

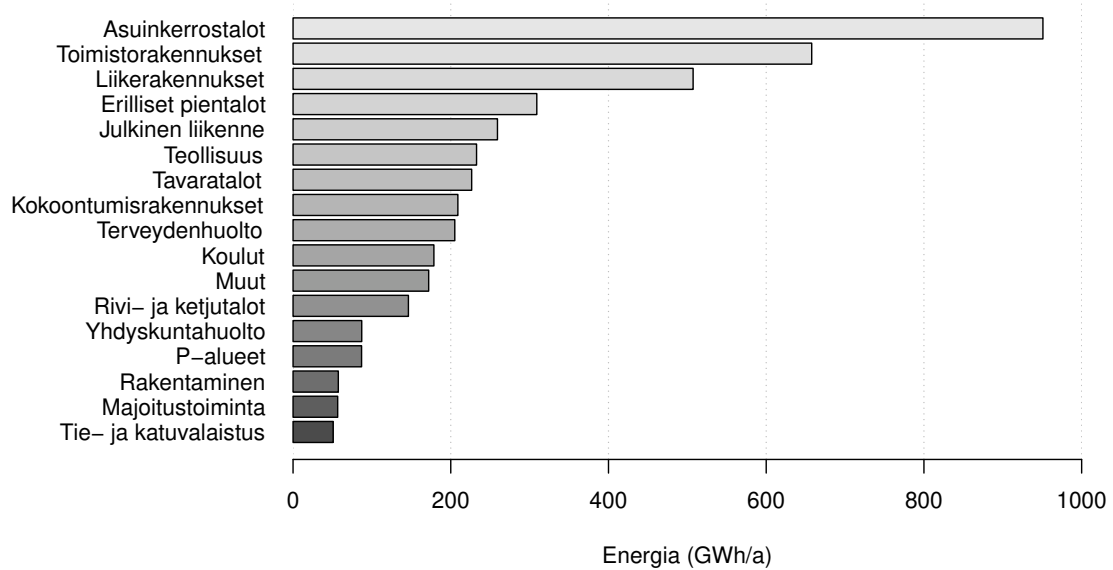
3.2 Tehon tarve

Tämän työn aihepiirin kannalta on ymmärrettävä, miten pienjänniteverkossa siirtyvä teho määritellään. Tehon tarve on kuormituksen ottaman tehon ja tästä seuranneen siirtojen komponenteista läpi kulkevan virran aiheuttaman lämpöhäviöiden summa. Yksittäisen liittymän tehon tarpeeseen vaikuttavat liittymän käyttöpaikkojen määrä sekä luonteet. Kokonaisen pienjännitemuuntopiirin tarpeeseen vaikuttavat näin ollen liittymien tehon tarpeiden summa. Verkkoyhtiö voi luokitella tehon tarpeen huipputehoksi, jolla on jokin valittu ylitystodennäköisyys, ja keskiarvotehoiksi, jonka ylitystodennäköisyys on 50 %. Huipputeho on yleisesti komponenttien mitoittava teho, koska se aikaansaa suurimman sähkövirran. Täten se määrittelee komponenteilta vaaditun virtakestoisuuden. Luvussa 3.1 sivuuttiin, miten kaupungin kaavoitus osaltaan ohjaa jakeluverkossa siirrettävän tehon mitoittamista. Helen Sähköverkolla käytetään sisäisesti eri rakennustiheyksisille alueille määriteltyjä korttelitehokkuuslukuja, jotka edelleen määrittelevät alueiden tehotiheydet. Rakennuksien käyttötarkoitus vaikuttaa sille arvioidun mitoittavaan sähkötehoon, koska eri rakennuksien tehoprofiilit ovat erilaisia riippuen sähkönkäyttäjien luonteista.

3.2.1 Sähkönkäyttäjien profilointi

Sähköverkkoyhtiöt käyttävät jakelualueensa asiakkaista eri vuosienergiamalleja sähkönkäyttäjien tyyppien mukaan. Profiloinnilla pyritään jakeluverkon teknis-taloudelliseen mitoittamiseen tehon tarpeen näkökulmasta. Tarkemmin sanottuna profiloinnin tarkoitus on määritellä käyttäjäryhmille kuormitusmalli, joka kuvaa ryhmän sähkönkulutuksen ajallista ja määrällistä vaihtelua. Kuten luvussa 2 esitettiin, on sähköenergiankulutuksen kasvua odotettavissa etenkin lämmitys- ja liikennesektoreilla, jolloin myös sähkönkäyttäjien profiloinnin tärkeys korostuu.

Sähkönkäyttöpaikkojen käyttötarkoitukset voivat vaihtua ajan kuluessa esimerkiksi asiakkaan vaihtumisen johdosta. Yleistä on myös lämmitystapojen kehittyminen tai muuttuminen. Lisäksi Suomelle ominainen piirre on, että sähkökiukaita, jotka voivat olla merkittävä osa asuntojen vuotuisesta energiakulutuksesta, asennetaan rakennusvaiheen jälkeenkin. Jakeluverkkojen tietokannoissa käytetyt sähkönkäyttäjien ryhmittelyt ovat ajankohtainen haaste verkkoyhtiöille, koska sähkönkäyttöpaikkojen ryhmittely tehdään usein vain kerran eli liittymän suunnitteluvaiheessa, ja silloinkin usein vähäisillä tiedoilla ja vanhentuneilla malleilla. Käyttäjäryhmien ajantasaistamisessa voidaan käyttää apuna erilaisia matemaattisia menetelmiä kuten klusterointia, jolla alkioista koostuvia aineistoja yhdistellään sellaisiksi ryhmiksi, jossa saman ryhmän alkiot ovat mahdollisimman yhteneviä, mutta kuitenkin eriäviä toisiin ryhmiin nähden. Klusterointia jakeluverkkoyhtiön käyttäjäryhmien muodostamisessa on tutkittu esimerkiksi vuonna 2011 valmistuneessa diplomityössä [53]. Työssä esitettiin, että suurimmat muutokset tulevaisuuden sähkön käyttöön aiheuttavat uudisrakentamisesta, uudesta alueellisesta tuotannosta ja sähkön käytöstä sekä sähkön käytön muutoksista. Tarkemmin klusterointimenetelmiä ja -algoritmeja sekä niihin liittyviä ongelmia on esitelty vuonna 2018 valmistuneessa väitöskirjassa [54].



Kuva 3.4: Helsingin sähköenergiankulutus sektoreittain vuonna 2018.

Kotitalous- ja palvelusektorit kattavat kaksi kolmasosaa Suomen huipputehon tarpeesta [22, s. 11]. Helsingissä sähkönkulutusta dominoi palvelusektori, jonka sähköenergian kulutus on yli 50 % pääkaupungin kokonaiskulutuksesta. Kuitenkin sektorin määrittely on epätarkka, koska se koostuu monista erityyppisistä sähkönkäyttäjistä. Täten myös vuosien energiamallien luominen sektorille on haastavaa.

Koska palvelusektori on heterogeeninen ja koska nykyisissä kuormituskäyräpohjaisissa tehon arviointimenetelmissä käytettyjen vuosien energiamallien voidaan katsoa olevan vanhentuneita (ks. luku 3.2.2), on mielekästä kehittää Helsingin kaupungin palvelusektorille tarkempi käyttäjäryhmittely. Tehtävää vaikeuttaa edelleen monien eri ryhmittelyjen käyttäminen. Helen Sähköverkon verkkotieto- ja asiakastietojärjestelmä eivät vastaa toisiaan käyttäjäryhmien määrässä eikä nimityksissä. Helsingin kaupungilla on lisäksi oma tietokanta rakennuksille [55], joka perustuu Kaupunkimittauspalvelujen ylläpitämään Kantakartan rakennusalueisiin. Helsingin avointa dataa voidaan myös hyödyntää jakeluverkon asiakkaiden käyttäjäryhmittelyissä. Edellä mainitussa asiakastietojärjestelmässä on kuitenkin jakeluverkon näkökulmasta usein uusin tieto, kun puolestaan verkkotietojärjestelmässä on yleensä epätarkin. Täten tässä työssä on päätetty käyttää asiakastietojärjestelmässä esiintyvää ryhmittelyä. Tieto voidaan yhdistää Helen Sähköverkolla käytettävään asiantuntijatyökaluun Tuntimittauksien Avoimeen Palvelualueeseen eli TAPiin. Työkalulla voidaan hyödyntää automaattisesti etäluettavien mittareiden lähettämiä AMR-datasarjoja, joita voidaan hyödyntää data-analyysissä kuten luvussa 7 on tehty. Kuvassa 3.4 on esitetty asiakastietojärjestelmän mukainen sektorijako sähköenergian kulutukselle Helen Sähköverkon jakelualueella vuonna 2018.

3.2.2 Mitoittavan sähkötehon arvioiminen

Kuten luvussa 3.1 todettiin, on pienjänniteverkon suunnitteluprosessissa yleis- ja hanke-suunnitteluvaiheet. Molemmissa tulee arvioida muuntopiirin tehonjako. Laskenta suoritetaan siis vähintään kaksi kertaa. Mikäli suojaustekniset tai sähköön laadulliset rajaehdot eivät toteudu ja joudutaan verkon topologiaa muokkaamaan, tehonjako lasketaan uudelleen. Tämän työn puitteissa ollaan kiinnostuneita erityisesti liittymien huipputehoista sekä muuntopiirien kokonaiskuormituksista. Liittymän tehomitoitus perustuu käyttöpaikkojen liittymää kuormittavaan virtaan, joka voidaan laskea tehoyhtälöllä (3.1).

$$I_j = \frac{1}{\sqrt{3}U} \sqrt{\left(\sum_{i=1}^K P_{j,i}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^K Q_{j,i}\right)^2} \quad (3.1)$$

missä

I_j on liittymän j sähkövirta

U on liittymispisteen pääjännite

K on liittymän käyttöpaikkojen lukumäärä

$P_{j,i}$ on liittymän j käyttöpaikan i jakeluverkosta ottama pätöteho

$Q_{j,i}$ on liittymän j käyttöpaikan i jakeluverkosta ottama loisteho

Näistä yleensä pätöteho lasketaan ja loisteho arvioidaan oletetun tehokertoimen avulla. Kaapelin kuormavirta täten määrittää käytettävän kaapelikoon. Pienjänniteverkon yksittäisen kuorman/käyttöpaikan eli jakeluverkkoon liittyjän tehon tarpeen tarkka ennustaminen on kuitenkin mahdotonta eikä yhtälöä (3.1) ole tapana käyttää. Tämä johtuu siitä, että vaikuttavina tekijöinä on lukemattomia satunnaismuuttujia. Täten arvioinnissa hyödynnetään tilastomatemattisia menetelmiä kuvaamaan satunnaismuuttujien joukosta tärkeimpiä alkioita joillakin määritellyillä todennäköisyysjakaumilla. Käytännössä tehon oletetaan olevan normaalijakautunut [56, s. 6], josta on myös seurannut teoreettiset käsitteet kuten maksimihuipputeho sekä keskiarvohuipputeho, ja näiden ylittymistodennäköisyydet eli 1 % ja 50 %. Myös esimerkiksi Weibull-jakaumaa voidaan hyödyntää. Tämä teoria on esitelty tilastomatematiikan oppikirjoissa, tai siitä voi lukea lähteestä [56].

Sähkönjakeluverkkojen suunnitteluprosessin luonteen takia vakiintunutta on kuitenkin jakaa tehonjaonlaskenta useaan suunnitteluvaiheeseen, jotka on kuvattu luvussa 3.1, sekä käyttää yksinkertaistettuja menetelmiä. Vastuu tehon arvioinnista jakautuu eri tahoille kuten Helsingissä erityisesti verkkoyhtiön yleissuunnittelijalle ja hankesuunnittelijalle sekä asiakkaan sähkösuunnittelijalle. Jokaisessa suunnitteluvaiheessa käytetään eri toimintatapoja, joita kuvataan seuraavaksi.

Sähkötehon arvioiminen yleis- ja aluesuunnittelussa tehdään kaupungin kaavatie-tojen perusteella muuntopiirin liittymien maksimihuipputuntitehoille sekä muuntopiirin kokonaiskuormitukselle käyttäen ST-kortissa 13.31 [57] esitettyjä yhtälöitä. Tuntihuippu-tehoa käytetään etäluettavien mittareiden mittaustaaajuuden takia.

Yhtälöllä (3.2) voidaan arvioida kerros- ja rivitalojen maksimihuipputuntiteho kilowattei-na yli 2 500 m² kerrosalan rakennuksille tai rakennuksille, joissa on vähintään 15 huoneistoa [57, s. 4].

$$P_{max} = B + 17 \frac{A_{krs}}{1000} = 65 + 17 \frac{A_{krs}}{1000}, \quad (3.2)$$

missä A_{krs} on kokonaiskerrosala ja B on vakio, joka korvataan kohteisiin, jotka eivät täytä yllä lueteltuja ehtoja, arvolla $(A_{tod}2500^{-1}) \cdot B \geq 30$, missä A_{tod} on todellinen kerrosala. Yhtälössä (3.2) ei ole otettu huomioon mahdollisia sähkökiukaita. Nykyään Helen Sähköverkon mitoitusperiaatteena on olla käyttämättä laskentakaavoja, joissa huomioidaan sähkökiukaat, ellei tiedetä varmuudella kiukaiden asennuksesta [58, s. 37]. Näin voidaan osaltaan pienentää mahdollisuutta liittymien ylimitoitukseen.

ST-kortissa esiteltyt yhtälöt perustuvat 1980-luvulla tehtyjen kuormitusmittausten tulok-siin [57, s. 3]. Tässä yhteydessä todettakoon, että laitteiden sähkönkulutus on muuttunut viime vuosina huomattavasti energiatehokkaampaan suuntaan, ja kuluttajien tietoisuus sähkönkäytöstä on parantunut. Koska rakennuksen pinta-ala ei myöskään ole ainoa huip-putehoa selittävä tekijä, antavat kerrosalaan pohjautuvat yhtälöt näin ollen nykyään lii-an suuria arvioita huipputehoista, ja sähköverkkoalalla olisi tarve päivittää ne esimerkiksi etäluettavista mittareista saatujen mittaustuloksien perusteella. Ongelmana on vuosikym-menien aikana alalla vakiintuneet menettelytavat sekä puute uudesta standardoidusta ja tehokkaammasta keinosta. Lähteessä [51] nostettiin esille, että erään Helsingin uudisa-lueen ST-kortin mitoituksella saadut huipputuntitehot olivat kaksinkertaisia todellisiin huipputuntitehoarvoihin verrattuna.

Sähkönkäyttöpaikkojen käyttötarkoitus vaikuttaa siihen, millä tavalla maksimihuipputeho lasketaan. Esimerkiksi asuinrakennuksiin ja toimistorakennuksiin asennettava laitekanta eroaa toisistaan merkittävästi. Kun toimistorakennuksen suurin sähköenergian kuluttaja voi olla valaistus, tietokoneet tai ilmastointilaitteet, voi se olla asuinrakennuksessa sähkö-lämmitys tai sähkökiuas. Muiden kuin asuinrakennuksien maksimihuipputehon arvioinnis-sa sovelletaan yleissuunnittelussa empiiristä keskiarvohuipputuntitehon P_{ke} kaavaa yhtä-lön (3.3) osoittamalla tavalla [59].

$$P_{max} = 1,3 \cdot P_{ke} = 1,3 \cdot (a + bA_{krs}), \quad (3.3)$$

missä P_{ke} on keskiarvohuipputeho, a on käyttäjäryhmäkohtainen vakioteho ja b on käyttä-järyhmäkohtainen teho kerrosalaa kohti. Kaavassa (3.3) vakiot palvelusektorille valitaan ohjeellisesta empiirisesti määritellystä taulukosta 3.1 [60, s. 19]. Vastaava taulukko on myös koottu teollisuussektorista.

Taulukko 3.1: Palveluiden ja julkisen kulutuksen empiirisesti määritellyt vakiot a ja b yhtälöön (3.3) keskiarvohuipputehon mitoitus varten.

Kulutus	a (kW)	b (kW/1000 m ²)
Tavaratalo	72	42
Sekatavaramyymälä	23	54
Automyymälä	19	35
Pesula	13	71
Hotelli	10	44
Toimistotalo yms.	0	61
Palvelu yht.	22	47
Koulu	0	30
Päiväkoti	11	26
Vanhainkoti	41	23
Sairaala	10	31
Julkinen yht.	3.8	31

Muuntopiirin huipputeho \hat{P}_m saadaan soveltamalla maksimihuipputuntitehon kaavaa (3.2) siten, että lasketaan liittymien huipputehot yhteen ja lisätään siinä esiintyvä kerrosneliöistä riippumaton vakio B summaan vain kerran. Vakio valitaan suurimman liittymän mukaan. Jos jokaisen liittymän vakio huomioitaisiin, saataisiin kelvottoman suuria arvioita tehosta. Jos muuntopiirin liittymien joukko on M , voidaan yhtälöllä (3.4) arvioida muuntopiirin huipputuntiteho.

$$\hat{P}_m = \sum_{i \in M} P_{max,i}, \quad (3.4)$$

missä $P_{max,i}$ on liittymän i maksimihuipputuntiteho. Yhtälö (3.4) pätee kuitenkin vain, jos kulutuksen tehomaksimit esiintyvät ajallisesti samaan aikaan. Näin ei kuitenkaan käytännössä ikinä ole, jolloin puhutaan kuormien risteilevän ja käytetään hyväksi yhtälöä (3.5) [58, s. 40] ja kulutuksien kuormitustopografioita eli tyyppikuormituskäyriä muuntopiirin huipputehon \hat{P}_m arvioinnissa.

$$\hat{P}_m = \max_t \sum_{i \in M} k_{t,i} P_{max,i}, \quad (3.5)$$

missä $k_{t,i}$ on käyttäjäryhmän i vuorokausitopografian arvo tarkasteluhetkellä t .

Kuormituskäyriä on luonut muun muassa Suomen Sähkölaitosyhdistys (nyk. SENER). Helsingin Sähköverkolla on tutkittu palvelusektorin käyttäytymistä kuormitusanalyysillä diplomityössä [61]. Tämän diplomityön kirjoittamisen aikaan on myös Helsingin Sähköverkolla käynnissä AMR-datan klusterointiin perustuva uusi tyyppikuormituskäyrä-projekti. Esi-merkki kuormitustopografioiden tutkimuksesta on lähteessä [62]. Tässä ei kuitenkaan esitellä käyriä graafisesti niiden lukumäärien vuoksi. Kuormitustopografiat eli tyyppikuormituskäyrät jaetaan vuorokausi- ja viikkokohtaisiin käyriin. Vuorokausitopografiat antavat huipputeholle kello-tunnin mukaisen korjauskertoimen ja viikkotopografia viikkonumeron

mukaisen korjauskertoimen. Viikkotopografioita tarvitaan kuitenkin harvoin, koska useimpien käyttäjäryhmien viikkomaksimi eli viikon maksimikulutushetki osuu kylmiin aikoihin. Jos ryhmien viikkomaksimit esiintyvät eri ajanjaksoilla, saa laskentayhtälö muodon (3.6) [58, s. 41].

$$\hat{P}_m = \max_{v,t} \sum_{i \in M} k_{v,i} k_{t,i} P_{max,i}, \quad (3.6)$$

missä $k_{v,i}$ on käyttäjäryhmän i viikkotopografian arvo tarkasteluhetkellä v . Yhtälöitä (3.4)–(3.6) käytetään jakeluverkon yleis- ja aluesuunnitteluvaiheessa. Hankesuunnitteluvaiheessa käytetään verkkotietojärjestelmää muuntopiirin tehonjaon laskennassa, jolloin myös hyödynnetään kuormitustopografioita siten, että järjestelmä laskee verkon tehonjaon suunnittelijan syöttämän käyttäjäryhmän vuosienenergian perusteella uutta liittymää mitoittaessa [50, s. 100]. Vuosienenergia valitaan pääsulakkeiden nimellisvirran perusteella [63]. Toimintatapa on karkea eikä tuota teknis-taloudellisesti parasta verkkomallia vanhojen parametrien vuoksi.

Lähteessä [56] on esitetty vuosienenergiamallit kuormituskäyräpohjaiseen laskentaan. Lähtötietoina on palvelusektorin malleille käytetty lukuisia eri lähteitä, mutta samassa yhteydessä mainitaan, että joidenkin kuluttajaryhmien tiedot ovat vanhentuneita tai ne pohjautuvat suppeaan aineistoon. Lähteen raportti on kirjoitettu vuonna 1992, joten on perusteltua katsoa myös näiden vuosienenergiamallien olevan epäpäteviä uusien käyttöpaikkojen mitoituksessa erityisesti Helsingissä.

Liittymän tehon arviointi sähkösuunnitteluvaiheessa tapahtuu summaamalla laiteryhmiä sähkötehot yhtälöllä (3.7) [57, s. 6]. Tämän laskennan suorittaa nykyisen suunnitteluprosessimallin mukaan jakeluverkkoon liittyvän asiakkaan sähkösuunnittelija. Laiteryhmiksi voidaan valita esimerkiksi koje-, laite- ja valaisinluetteloissa ilmoitetut nimelliskuormat.

$$P_M = 1,3 \sum_{i \in L} k_{1,i} k_{2,i} P_i \quad (3.7)$$

missä

P_M on liittymän mitoittava teho

L on laiteryhmiä joukko

$k_{1,i}$ on laiteryhmiä i nimellistehon tasauserroin

$k_{2,i}$ on laiteryhmiä i keskinäinen tasauserroin muihin laiteryhmiin nähden huipputehon mitoitushetkellä

P_i on laiteryhmiä i nimellisteho.

Tasauserrointa k_1 käytetään, koska kaikki laiteryhmiä laitteet eivät ole samanaikaisesti käytössä eli se kertoo, kuinka paljon laiteryhmiä laitteista on enimmillään käytössä samanaikaisesti. Esimerkiksi ilmastointia ei käytetä jokaisessa huoneessa jatkuvasti tai kaikki valaisimet eivät ole samanaikaisesti päällä. Tasauserroimella k_2 ilmaistaan laiteryhmiä välisiä vuorovaikutussuhteita huipputehon mitoitushetkellä. Sen voidaan ajatella olevan laiteryhmiä osallistumiskerroin huipputehoon. Huipputehoa arvioitaessa on siis määri-

teltävä mitoitushetki, jolloin maksimikuormitus todennäköisimmin tapahtuu. Esimerkiksi sähkölämmitys ja koneellisen ilmastoinnin jäähdytys eivät tyypillisesti ole samanaikaisesti päällä. Tasauskertoimille k_1 ja k_2 ei siis ole annettu ohjeita, ja niiden valinta on hyvin suunnittelukohteista riippuvainen. Määrittelyn tarkkuuteen vaikuttaa näin ollen sähkösuunnittelijan ammattitaito ja kokemus.

Yhtälön (3.7) käyttö luonnollisesti vaatii tarkkoja lähtötietoja laitteiden teknisistä ominaisuuksista sekä ymmärrystä suunnitellun kohteen teho- ja energiaprofilista. Yhtälön (3.7) käyttäminen siten, että mitoitus on teknis-taloudellisesti kelvollinen, on haastavaa. Usein ajaututaankin tilanteeseen, että liittymät ovat ylimitoitettuja kuten luvussa 3.1 esitettiin. Yhtälössä (3.7) esiintyvän kertoimen 1,3 käyttöä perustellaan tulevaisuuden järjestelmäliksäyksillä ja muun sähkötehon tarpeen 30 prosentin nousulla. Lisäksi on alkanut yleistyä, että sähköautojen latauksiin varaudutaan vielä karkeimmilla kertoimilla sekä yksinkertaisilla aritmeettisilla summalausekkeilla. Tällaisten menetelmien käyttö perustuu historiassa vakiintuneisiin mitoitusperiaatteisiin. Jakeluverkon näkökulmasta olisi syytä pohtia yhtälön (3.7) kelvollisuutta liittymien mitoittamisessa. Teknis-taloudellisempaan arvioon päästäisiin jakeluverkkoyhtiön suunnittelijoiden sekä asiakkaiden sähkösuunnittelijoiden yhteistyöllä.

Muuntopiirin huippukuormitus määritellään liittymätietojen avulla, kun selvitetään, mahtuuko tuleva uusi liittymä tai liittymät olemassa olevaan muuntamoon kuormituksen perusteella. Arvioinnissa käytetään mittaustietojen perusteella luotuja yhtälöitä, joita päivitetään tarvittaessa. Seuraavaksi esitellyt yhtälöt ovat Helen Sähköverkolla käytössä, ja auttavat rajoittamaan liittymien ylimitoitusta. Yhtälöllä (3.8) saadaan selvyyttä muuntopiirin todellisesta huippukuormitusvirrasta \hat{I}_m [58, s. 38], kun liittymien joukko on A . Liittymän pääsulakkeiden nimellisvirralla I_N lasketaan yhtälön (3.9) määrittelemä kerroin. Liittymien määrän N avulla lasketaan yhtälön (3.10) määrittelemä kerroin.

$$\hat{I}_m = \begin{cases} k_{mit}k_{tas}NI_N & \text{identtisillä } I_N\text{-arvoilla} \\ k_{tas} \sum_{i \in A} k_{mit,i}I_{N,i} & \text{eri kokoisilla } I_N\text{-arvoilla} \end{cases} \quad (3.8)$$

missä

$$k_{mit} = 0,97 - 0,077 \ln(I_N) \quad (3.9)$$

$$k_{tas} = 0,95 - 0,15 \ln(N) \quad (3.10)$$

Olennaista tehon arvioinnissa on ymmärtää, että vastuu on jakautunut usealla taholla koko suunnitteluprosessissa, ja arvioinnissa käytetään sekä tilastomatemattisia menetelmiä että vakiintuneita empiirisiin tietoihin perustuvia laskentakaavoja. Lisäksi käytettävän arviointimenetelmän valintaan vaikuttaa, suunnitellaanko uudiskohdetta vai olemassa olevan muuntopiirin laajennusta.

3.2.3 Komponenttien terminen kuormitettavuus

Komponenttien termisellä kuormitettavuudella tarkoitetaan pienjännitteisen jakeluverkon tapauksessa pienjännitekaapeleiden ja jakelumuuntajien sähköistä mitoittamista siten, että ne pystyvät tyydyttämään kuormituksen vaatiman tehon tarpeen, eikä niiden käyttöikä normaalityloilanteissa esiintyvien pitkäaikaisten termisten rasituksen alla vähene merkittävästi. Mikäli komponenttien lämpötila kasvaa normaalikäytössä suuremmaksi kuin niiden terminen kestoisuus, komponenttien eristeet ja materiaali kuluu normaalia nopeammin, mikä johtaa niiden käyttöiän lyhentymiseen. Pienjänniteverkon mitoituksessa tarkasteltavia komponentteja ovat pienjännitekaapelit ja -johdot sekä jakelumuuntajat.

Johtimen kuormitettavuuden määrittelee johdinta kuormittava sähkövirta. Kolmivaihejärjestelmän johtimissa kulkeva sähkövirta aiheuttaa häviöitä, jotka ovat riippuvaisia johtimien resistanssista yhtälön (3.11) mukaisesti:

$$P_h = 3RI^2 = 3R(I_p^2 + I_q^2) = \left(\frac{P}{U}\right)^2 R + \left(\frac{Q}{U}\right)^2 R \quad (3.11)$$

Pätötehohäviöiden riippuvuus virran neliöstä on merkitsevin syy, miksi sähköverkossa käytetään korkeita jännitetasoja. Pätötehohäviö eli sähkövirran neliö aiheuttaa lämpenemää, joka edelleen määrittelee johtimien termisen kuormitettavuuden. Johtimien suositeltuja kuormitettavuuksia eri asennustavoissa on esitetty standardeissa SFS 6000-5-52 [64] ja SFS 6000-8-801 [65]. Sallittuun kuormitettavuuteen vaikuttavat johtimen poikkipinta-ala ja ympäröivä maaperä; maakaapeli lämpenee nopeammin kuin ilmajohto, koska sen jäähdytysominaisuudet ovat huonommat. Lisäksi vaikuttavat myös asennussyvyys, asennusmuoto eli taso- tai kolmioasennus, mekaaninen suojaus, eli putki- tai betonielementtiasennus, sekä kaapeleiden keskinäinen etäisyys. Toisin kuin ilmajohdossa, josta lämpöenergia pääsee siirtymään ilman kautta johtimen pinnalta, maakaapelin putkessa ilma ei vaihdu tehokkaasti ja ympärillä oleva maaperä sitoo lämpöenergiaa.

Maakaapeloidulle jakeluverkon runkokaapelille ei vaadita erillistä ylikuormitussuojaa (ks. luku 3.5), koska verkot tulee suunnitella ensisijaisesti palonkestäviksi. Lisäksi todettakoon, että johtimien termistä kuormitettavuusrajaa ei tyypillisesti ylitetä tehotiheässä Helsingin sähköverkossa, missä käytetään suuripoikkipintaisia kaapeleita, kun jakeluverko mitoitetaan taloudellisin perustein

Jakelumuuntajien kuormitettavuus määritellään yksinkertaisesti kuormitettavuusasteella, jonka tavoitearvo on Helsingin Sähköverkolla 0,7–0,8 -kertainen nimellistehoon nähden [50, s. 92]. Monet käytössä olevat muuntajat ovat kuitenkin huomattavasti pienemmällä, keskimäärin 18 % kuormalla normaalikäytössä, johtuen liittymien ylimitoituksesta. Kuormitusasteella tarkoitetaan tässä yhteydessä muuntajan läpi kulkevan tehon suhdetta sen nimellistehoon. Ylimitoitus johtaa rinnakkaisien kaapeleiden käyttöön, mikä sitoo muuntamoiden lähtöjä. Tuntimittautustietojen perusteella asiakkaat kuitenkin pärjäisivät pienemmällä määrällä kaapeleita. Muuntajien kuormitusasetusta tulisi nostaa korkeammaksi, jotta niiden käyttö olisi taloudellisempaa pitoajalta tarkasteltavien kustannuksien

näkökulmasta. Termisesti korkeimpaan sallittuun kuormitusasteeseen vaikuttaa muuntajan käyttötarkoitus, kuten liike-elämän tai teollisuuden käyttö, joissa sähkön kulutusprofiilit määrittelevät, kuinka muuntajan kuormitusaste muuttuu vuorokauden sisällä. Lisäksi kuormitusasteeseen vaikuttaa muuntamotilan lämpötila, johon vaikuttaa rakennuksen ilmastointi ja sijainti.

Muuntajia voidaan kuormittaa yli niiden nimellistehon ilman, että niiden käyttöikä lyhenee, koska käytännössä muuntajien kuorma ei ole tasainen, vaan se vaihtelee, jolloin pienen kuorman aikana muuntajien eristykset vanhenevat hitaammin. Vikatilanteissa sekä muissa poikkeustilanteissa muuntajia voidaan kuormittaa tilapäisesti vielä enemmän, koska muuntajan iän lyhenemisen liittyviä kustannuksia voidaan pitää pienempinä kuin sähkökatkosta aiheutuvia kustannuksia. Muuntajien kuormituksen rajaehtoina toimivat kuitenkin muuntajan käämien kuumimman pisteen suurin sallittu lämpötila ja öljyn yläpinnan lämpötila, jotka ovat 140 °C ja 115 °C [66, s. 7-8]. Luvussa 3.1 esitettiin, että jakelumuuntajien ylikuormittaminen on järkevää taloudellisesta näkökulmasta. Tietoa muuntajien kuormituksesta ja öljyn lämpötilasta saadaan muuntamoautomaatiolla.

3.2.4 Komponenttien taloudellinen kuormitettavuus

Koska sähköverkkoyhtiöt tavoittelevat teknis-taloudellisesti parhaita ratkaisua, on komponentit kuten kaapelit, jakokaapit ja jakelumuuntajat mitoitettava siten, että ne ovat teknisen toimivuuden lisäksi taloudellisia tarkastellulla suunnittelujaksolla eli komponenttien pitoajalla, joka on tyypillisesti 20–40 vuotta [45, s. 40]. Maakaapelien teoreettinen teknis-taloudellinen pitoaika on 35–45 vuotta ja jakelumuuntajien 30–40 vuotta [45, s. 88].

Verkkokomponenttien lopullinen valinta on tehtävä teknisten rajaehtojen täyttävien vaihtoehtojen joukosta. Matemaattisesti valinta voidaan ilmaista muodostamalla komponenteille tarkastellun jakson ajalta summalausekkeen (3.12) [45, s. 63] esittämä minimointitehtävä, johon on valittu neljä eri parametria. Näillä saadaan riittävän luotettava arvio verkon teknis-taloudellista mitoitusta varten. Tavoitteena on minimoida tarkastelujakson kokonaiskustannukset. Laskelma on yksinkertaistus, joskin pätevä sellainen. Kiristyneen ilmastopolitiikan takia myös hankinnan elinkaarikustannukset tulisi ottaa huomioon, koska hankinnan valmistus ja poisto tuovat omat kustannuksensa mukaan yhtälöön käyttöajan kustannuksien lisäksi. Näitä on kuitenkin vaikea arvioida luotettavasti [34, s. 405], joten ne usein jätetään huomioimatta.

$$\min \sum_{t=1}^T [K_{inv}(t) + K_{hv}(t) + K_{kesk}(t) + K_{kun}(t)], \quad (3.12)$$

missä T on tarkasteltavan ajanjakson pituus vuosina, K_{inv} on investointikustannukset, K_{hv} on häviökustannukset, K_{kesk} on jakelukeskeytyskustannukset, K_{kun} on kunnossapitokustannukset ja t on tarkasteltava vuosi. Jotta voitaisiin ratkaista minimointitehtävä järkevällä tavalla, tulee kustannukset siirtää tarkasteltavaan nykyhetkeen, esimerkiksi nykyarvomenetelmällä, jolloin jokaisen vuoden tarkastelua ei tarvitse tehdä erikseen. Tällöin

kustannuksia tulee muokata käyttämällä niille yhtälössä (3.13) esitettyä kapitalisointikerrointa κ_1 . Kerroin κ_1 muuttaa kustannuksien arvon tarkasteltuun ajanhetkeen sillä oletuksella, että kustannuksiin vaikuttavat tekijät pysyvät vakiona koko tämän ajan. Mikäli kustannukset kasvavat esimerkiksi tehon kasvun takia joka vuosi, kapitalisointikerroin saa yhtälön (3.14) muodon κ_2 , jossa r on vuosittainen prosentuaalinen tehon kasvu. Muotoa (3.14) voidaan käyttää keskeytyskustannuksien arvioimisessa [46, s. 92], koska keskeytyksestä aiheutuneen haitan suuruus on riippuvainen keskeytyksen kokeman kuorman tehon ja näin ollen siirtämättä jääneen sähköenergian suuruudesta. Siinä tapauksessa, jossa tehon kasvun ja häviöiden verrannollisuus on neliöllisesti riippuvainen, kapitalisointikerroin saa yhtälön (3.15) muodon κ_3 , jota voidaan käyttää esimerkiksi lämpöhäviökustannusanalyysissä [34, s. 409].

$$\kappa_1 = \phi_1 \frac{\phi_1^T - 1}{\phi_1 - 1} = \frac{1}{1 + p/100} \frac{\left(\frac{1}{1+p/100}\right)^T - 1}{\left(\frac{1}{1+p/100}\right) - 1} \quad (3.13)$$

$$\kappa_2 = \phi_2 \frac{\phi_2^T - 1}{\phi_2 - 1} = \frac{1 + r/100}{1 + p/100} \frac{\left(\frac{1+r/100}{1+p/100}\right)^T - 1}{\frac{1+r/100}{1+p/100} - 1} \quad (3.14)$$

$$\kappa_3 = \phi_3 \frac{\phi_3^T - 1}{\phi_3 - 1} = \frac{(1 + r/100)^2}{1 + p/100} \frac{\left(\frac{(1+r/100)^2}{1+p/100}\right)^T - 1}{\frac{(1+r/100)^2}{1+p/100} - 1}, \quad (3.15)$$

missä p on vuotuinen korkotaso prosentteina. Käsitellään seuraavaksi minimointitehtävän parametrien muodostamista.

Investointikustannukset ovat yleensä kiinteitä kertaluontoisia kustannuksia. Sähkönjakeluverkkotalalla investoinnit tehdään yleensä heti, jolloin niitä ei tarvitse diskontata nykyarvoon. Investointikustannuksien vaikutus on kääntäen verrannollinen hankintojen pittoaikaan, koska ensimmäisinä vuosina muiden yhtälössä (3.12) esiintyvien kustannuksien merkitys on pieni. Tyypillistä on myös jakaa investointikustannus useammalle vuodelle, jolloin osat voidaan käyttää yhtiön taseesta poistoina.

Helen Sähköverkon pienjänniteverkon olennaisia investointeja ovat kaapelit, jakelumuuntajat, jakokaapit ja kaapeliojat. Sähköverkkotoimintaa valvova Energiavirasto määrittelee regulaatiomallissaan verkkokomponenteille yksikköhintoja [67], joita voidaan käyttää investointilaskelmissa. Tämän diplomityön kirjoittamisen aikaan yksikköhinnat koskevat valvontajaksoa 2016–2023. Regulaation oikeudenmukaisuudesta voidaan muodostaa pohdintatehtävä tarkastelemalla yksikköhintojen vaikutusta erityyppisiin jakeluverkkoihin. Helsingin kantakaupungin korkeiden rakentamiskustannuksien laskennallinen arvo korreloi epäpätevästi viranomaisen määrittelemiin olosuhteisiin johtuen kasvavista alueenkäyttömaksuista, asfaltointikäytännöistä ja vaativimmasta liikennejärjestelyistä.

Häviökustannukset ovat jaksollisia, käytön aiheuttamia kustannuksia. Ne voivat olla muuttuvia tai kiinteitä riippuen häviön luonteesta. Häviökustannuksien osa on sähkö-

verkon teknis-taloudellisessa minimointitehtävässä tyypillisesti suuri, koska verkon komponenttien pitoajat ovat pitkiä. Häviökustannukset määritellään teoreettisesti laskemalla kaapelien ja muuntajien häviötehot sekä vuotuiset energiahäviöt. Muita sähköverkkokomponentteja ei usein oteta huomioon häviökustannuksiin niiden pienien vaikutuksien takia. Häviötehon arvioimiseen voitaisiin käyttää yhtälöä (3.11). Yhtälössä esiintyvä tehot voidaan arvioida esimerkiksi komponentin mitoittavasta tehosta. Komponentissa siirrettävä vuotoinen häviöenergia saataisiin integroimalla kyseistä tehohäviön vaihtelua tarkastellulta ajalta. Häviöenergian analyysiä ei kuitenkaan usein voida tehdä näin, koska tehohäviön tai virran ajallista vaihtelua ei ole määriteltävissä luotettavasti muun muassa vanhentu-
neiden kuormituskäyrien takia.

Eräs toinen arviointikeino häviöenergian määrittelyyn on käyttää esimerkiksi Larsonin kaavaa (3.16) [34, s. 414].

$$W_h = k \frac{R}{T} \left(\frac{W}{U} \right)^2 \frac{1}{\cos^2 \varphi}, \quad (3.16)$$

missä W_h , R , T , W , U , $\cos \varphi$ ja k ovat samassa järjestyksessä kaapelin vuotuinen häviöenergia, johdon resistanssi, vuoden tunnit, kaapelilla siirretty energia, kaapelin keskimääräinen käyttöjännite, kaapelin keskimääräinen tehokerroin ja kokemuseräinen kerroin. Kerroin k on jakeluverkkolaskelmissa suurehko, kuitenkin tavallisesti välillä 1,3–1,6 [34, s. 414].

Energiahäviöiden arivointiin voidaan myös käyttää kaapelin tehohäviön ja virran vuotuisia pysyvyyssikäyriä. Ne voidaan johtaa, kun tiedetään kutakin tehoarvoa vastaava tehokerroin [34, s. 413]. Sähkönjakeluverkkoalalla käytännön laskennassa kuitenkin voidaan käyttää yhtälöä (3.11), johon sijoitetaan huippupäätö- ja loistehosiirtoa vastaavat arvot. Tämän jälkeen saatu huippuhäviöteho skaalataan keskimääräiseksi käyttämällä niin kutsuttua häviökerrointa α , jolloin saadaan riittävän pätevä arvio kuormitushäviöistä [68]. Helen Sähköverkolla määritellään häviökerroin AMR-dataa hyödyntäen yhtälöllä (3.17) jokaiselle muuntajalle ja kaapelille [69, s. 5].

$$\alpha = \frac{1}{8760} \sum_{i=1}^{8760} \frac{I_i^2}{I_{max}^2}, \quad (3.17)$$

missä I_i on tunnin i keskituntivirta ja I_{max} on komponentin huippukuormitusta vastaava virta. Kaapelin kuormitushäviökustannuksia voidaan arvioida yhtälöllä (3.18).

$$K_{k,kaapeli,T} = k_e \alpha R \left(\left(\frac{P_{max}}{U} \right)^2 + \left(\frac{Q_{max}}{U} \right)^2 \right) T, \quad (3.18)$$

missä R on kaapelin pitkittäisresistanssi, joka voidaan korvata myös termillä $\rho \frac{l}{A}$, jossa A on kaapelin poikkipinta-ala ja ρ on kaapelin resistiivisyys pituusyksikköä l kohti. U on kaapelin käyttöjännite ja P_{max} ja Q_{max} ovat kaapelin suurimmat toteutuvat päätö- ja loistehosiirrot. T on vuosittainen aika, jonka kaapeli on kuormituksessa. Yksittäistä kaapelia mitoittaessa poikkipinta-alan määrittelee kaapelilla siirrettävä huipputeho sekä jännitteen aleneman rajaehto. Mitä suurempi poikkipinta-ala valitulla kaapelilla on, sitä suuremmat

ovat kaapelin rakentamiskustannukset, mutta toisaalta taas suurempi poikkipinta-ala tarkoittaa pienempää resistanssihäviötä (ks. yhtälö (3.11)). Yksittäistä liittymiskaapelia valittaessa on siis selvitettävä rajateho tai -virta, jonka ylittyessä suurempi kaapeli tuottaa häviökustannuksien takia pienemmän kokonaishäviökustannuksen kuin pienempi kaapeli. Matemaattisesti tämä yhtäläisyys voidaan ilmaista epäyhtälöllä (3.19) [45, s. 65], jossa termit ollaan diskontattu nykyarvoon. Samoin toimitaan jakelumuuntajan mitoituksessa.

$$K_{k,kaapeli,1} - K_{k,kaapeli,2} > K_{inv,kaapeli,2} - K_{inv,kaapeli,1}, \quad (3.19)$$

missä $K_{k,kaapeli}$ on kaapelin kuormitushäviökustannukset ja $K_{inv,kaapeli}$ on kaapelin investointikustannukset ja alaindeksit $_1$ ja $_2$ ovat pienemmän ja suuremman kaapelin kustannuksia. Epäyhtälöä (3.19) tulee ensisijaisesti käyttää yksittäisen kohteen kaapelivaihtoehtojen vertailuun. Muuntopiiritason suunnittelussa tulee huomioida kaikkien komponenttien kokonaiskustannuksien summa, jolloin optimointitehtävän ratkaisu löydetään esimerkiksi ohjelmallisesti summalausekkeesta (3.12).

Jakelumuuntajan tapauksessa tulee selvittää muuntajan pitoajan tyhjäkäyntihäviökustannukset $K_{0,muuntaja}$ yhtälöllä (3.20) sekä kuormitushäviökustannukset $K_{k,muuntaja}$ yhtälöllä (3.21). Koska tyhjäkäyntitehoon ei vaikuta muuntajan läpi kulkeva virta, voidaan häviöt nykyarvoistaa kapitalisointikertoimella (3.13). Kuormitushäviöt ovat neliöllisesti verrannollisia virtaan, joten on käytettävä kapitalisointikerrointa (3.15). Kuormitushäviöissä voidaan käyttää muuntajan arvioitua huippukuormitusastetta S_{max}/S_N , joka skaalataan häviökertoimella α .

$$K_{0,muuntaja,T} = \kappa_1 K_{0,muuntaja} = \kappa_1 k_e P_0 t_k = \kappa k_e \frac{U^2}{R_{fe}} T \quad (3.20)$$

$$K_{k,muuntaja,T} = \kappa_3 K_{k,muuntaja} = \kappa_3 k_e P_{kN} \alpha \left(\frac{S_{max}}{S_N} \right)^2 T, \quad (3.21)$$

missä k_e , P_0 , T , U , R_{fe} , P_{kN} , S_{max} ja S_N ovat samassa järjestyksessä sähköenergian hinta, muuntajan tyhjäkäyntihäviöt, muuntajan vuotuinen kuormitusaika, muuntajan liitinjännite, rautasydämen häviöt, muuntajan nimellinen kuormitushäviö, muuntajan suurin näennäistehokuormitus ja muuntajan nimellisteho.

Keskeytyskustannukset ovat kustannuksia, jotka aiheutuvat sähkönjakelun suunnitelmattomista ja huoltotoista johtuvista keskeytyksistä, ja niillä on pienentävä vaikutus jakeluverkkoyhtiön sallittuun tuottoon [70, s. 45]. Keskeytyskustannuksia tarkasteltaessa tulee käyttää kapitalisointikerrointa, joka on suoraan verrannollinen tehoon (3.14), jos oletetaan asiakkaan tehon kasvavan. Todettakoon, että Helsingissä tehon kasvu on lähivuosina pysähtynyt. Keskeytyskustannukset voidaan laskea yhtälöllä (3.22) [45, s. 46].

$$K_{kesk,j} = \kappa_2 \lambda_j \Delta P (a + b t_j), \quad (3.22)$$

missä $K_{kesk,j}$ on asiakkaan j keskeytyksestä aiheutuva kustannus, λ_j on asiakkaan j keskimääräinen vikataajuus pituusyksikköä kohti vuodessa, ΔP on keskimääräinen tai huippu-

keskeytysteho, vakiot a ja b ovat viranomaisen tuottamien asiakaskyselyiden määrittelemiä keskeytyksistä aiheutuneiden haittojen yksikköhintoja keskimääräisen tai huippukeskeytystehon painoituksella, ja t_j on asiakkaan j kokemaa sähkönjakelukeskeytyksen keskimääräinen keskeytysaika. Nykyisen regulaatiomallin puitteissa keskeytyksistä aiheutuneiden haittojen yksikköhinnat ovat samoja jokaiselle verkkoyhtiölle. Sähkönjakeluverkon asiakas on lisäksi oikeutettu rahalliseen kompensointiin, niin kutsuttuihin vakiokorvauksiin, mikäli keskeytyksen pituus kasvaa merkittäväksi [26]. Keskeytyskustannukset tulee huomioida etenkin, jos tehdään valintoja ilmajohdon (tai ilmajohdon reitin) ja maakaapelin välillä teknis-taloudellisessa optimointitehtävässä. Kaupunkijakeluverkoissa keskeytyskustannuksien vaikutus kokonaiskustannuksiin on vähäisempi kuin maaseudulla korkeiden kaapelointiasteiden takia. Kaupungeissa on lisäksi usein enemmän varasyöttömahdollisuuksia silmukoidusti rakennettujen verkkojen takia.

Kunnossapitokustannuksilla tarkoitetaan hankinnan ylläpidosta ja korjauksista aiheutuvia kustannuksia. Kunnossapitotyön luonteen vuoksi on vaikeaa määritellä tarkkaan sen aiheuttamia kustannuksia. Voidaan kuitenkin huomioida esimerkiksi kunnossapitotyön aikayksikköä kohti oleva hinta, työn kesto sekä työhön tarvittavan materiaalien hinnat. Lähteessä [71, s. 22] on esitetty laskentakaava (3.23), jota voidaan käyttää kaapelin j kunnossapitokustannuksien $K_{kun,j}$ arviointiin.

$$K_{kun,j} = \lambda_j l (k_{tarv} + k_{työ} T_{korj}), \quad (3.23)$$

missä λ_j on vuosittainen vikataajuus pituusyksikköä l kohden, k_{tarv} on kaapelin korjauksen tarvikkeiden hinta per vika ja $k_{työ}$ on korjaukseen tarvittavan työn hinta korjauksen aikayksikköä T_{korj} kohti. Laskentakaavaa voidaan soveltaa pienillä muokkauksilla myös jakelumuuntajien kunnossapitokustannuksien arviointiin, mutta on syytä huomioida, että muuntajien vikataajuudet ovat tyypillisesti alhaisia. Yhtälö (3.23) pätee siis korjaavaan kunnossapitoon. Mikäli huomioidaan vakiohuollon ja ennakoivan kunnossapidon kustannukset, tulee ne määritellä erikseen. Kunnossapitokustannukset ovat korkeampia kaapeliverkossa kuin ilmajohtoverkossa kaivuutöiden takia. Toisaalta ilmajohtoverkossa vikataajuudet λ ovat korkeampia.

Lopuksi on syytä huomioida, että tässä luvussa esiteltyjen kustannuksien arviointiin käytetyt keinot sisältävät luonnollisesti virheitä. Tämän takia olisi syytä tarkoissa laskelmissa ottaa huomioon myös kustannuksiin sisältyvät vuosittaiset variaatiot tai vaihtoehtoisesti mallintaa riskejä joillakin yhtiön sisäisillä riskikertoimilla [46, s. 94]. Erityisesti nopea teknologian kehitys voi aikaansaada investoinnin hyödyllisen käyttöajan merkittävän lyhenemisen. Tämä on ollut huomattavissa esimerkiksi suurissa akkuinvestoinneissa.

3.3 Oikosulkusuojaus

Jakeluverkon mitoituksessa tulee arvioida erilaisia vikavirtoja, joista pienjänniteverkon tapauksessa olennaisin on oikosulkuvirta. Oikosulkuvirran tyypeistä kolmivaiheinen oikosulku on sähköjärjestelmän kannalta ongelmaisin, koska se aiheuttaa suurimmat rasitukset

verkkoon. Toisaalta se on myös relesuojauksen kannalta helpoiten havaittavissa. Pienjänniteverkoissa yksivaiheinen oikosulkuvika on usein vaikeimmin havaittavissa. Keski- ja suurjänniteisissä jakeluverkoissa yksivaiheista oikosulkua kutsutaan yksivaiheiseksi maasuluksi, koska virralle ei ole suoraa paluujohdinta, ja koska verkkoa ei ole suoraan käyttömaadoitettu, vaan se toimii joko sammutettuna tai maasta erotettuna, lukuun ottamatta 400 kV ja 220 kV siirtoverkkoja. Poikkeuksena on 110 kV verkko, joka on osittain maadoitettu.

Sähköjärjestelmään liitettyjen sähkökoneiden oikosulkuvikatilanteessa ajan suhteen nopeasti muuttuvat staattorivirrat määrittelevät oikosulkuvirran vaihtovirran luonteen, joka voidaan katsoa koostuvan kolmesta eri komponentista: *alkuoikosulkuvirta*, *muutosoikosulkuvirta* ja *pysyvä oikosulkuvirta* [34, s. 171]. Jakeluverkkolaskennassa merkitsevintä on selvittää pysyvän oikosulkuvirran arvo. Arviointiin voidaan hyödyntää Theveninin teoremaa (3.24).

$$\underline{I} = \frac{c\underline{U}_v}{\underline{Z}_f + \underline{Z}_i}, \quad (3.24)$$

missä \underline{I} on virta, \underline{U}_v on nimellinen vaihejännite vikapaikassa ennen vikaa, \underline{Z}_f on vikaimpedanssi, c on jännitekerroin ja \underline{Z}_i on Theveninin impedanssi eli verkon impedanssi vikapaikasta laskettuna. Kansainvälinen standardi IEC 60909 suosittelee, että vikavirtojen arvioinnissa käytettäisiin jännitteen arvona kerrointa 1,1 maksimioikosulkuvirran laskennassa ja kerrointa 0,95 minimioikosulkuvirran laskennassa pienjännitteisissä jakeluverkoissa jakelujännitteen vaihteluvälin toleranssin olessa $\pm 10\%$ [72, s. 21]. On siis perusteltua käyttää kerrointa c Suomen jakeluverkkojen oikosulkuvirtojen arvioinnissa, koska jakelujännite ei ole ajan suhteen vakio ja koska vikalaskennassa ei ole tapana mallintaa muuntajien käämikytkimiä tai verkon poikittaiskapasitansseja, joilla ei myöskään ole pienjännitteiseen verkkoon juurikaan vaikutusta.

Yksivaiheisen oikosulkuvirran arvioiminen on pienjännitesähköverkon tapauksessa tärkeää. Verkko on suunniteltava niin, että myös pienin mahdollinen oikosulkuvirta voidaan katkaista riittävän nopeasti. Toisin sanoen pyritään oikosulkuvirta pitämään mahdollisimman suurena jakelumuuntajan pisimmän lähdön loppupäässä, jossa Theveninin impedanssi tyypillisesti on suurin. Mikäli virtatie koostuu usean kaapelin rinnankytkennästä, esimerkiksi suurikokoisen liittymän tai runkokaapelin tapauksessa, tulee oikosulkuvirta arvioida myös tilanteessa, jossa toisen rinnakkaisen kaapelin sulakesuojaus on toiminut ja jossa oikosulku tapahtuu lähellä kyseisen kaapelilähdön alkupäätä. Tällöin virtapiiri koostuu kahden rinnankytketyn johdon sijasta yhdestä johdosta, jonka pituus on kaksinkertainen alkuperäiseen verrattuna. Tämä tilanne voidaan huomioida sijoittamalla yksivaiheisen oikosulkuvirran yhtälöön (3.25) johdon pituudelle pituuskerroin. Verkostosuosituksessa SA 2:08 [66] suositellaan kahdella rinnankytketyllä AXMK-kaapelilla käytettävän kerrointa 2. Yleensä, jos jännitteenalenema ei tule liittymällä rajoitteeksi, seuraava rajoittava tekijä on yksivaiheinen oikosulku.

Koska yksivaiheinen oikosulku on epäsymmetrinen vikatilanne eli vaiheiden jännitteet ja virrat eivät ole symmetrisiä, ei voida käyttää tyypillistä yksivaiheista sijaiskytkentää ver-

kosta, vaan laskennan helpottamiseksi käytetään symmetrisiä komponentteja, joilla ratkaistaan vaihesuureet toisistaan riippumattomilla yhtälöillä [34, s. 177, 182]. Epäsymmetrinen vikatilanne johtaa siihen, että ainoastaan symmetrisen verkon myötäimpedanssi ei ole riittävä vikavirran tarkastelussa. Impedanssi on jaettu kolmeen eri komponenttiin: myötä-, vasta- sekä nollajärjestelmän impedanssiin.

Pienjänniteverkkolaskelmissa myötä- ja vastajärjestelmän impedanssit voidaan merkitä yhtäsuuriksi. Myötäverkon impedanssin komponentit koostuvat johtojen, kaapelien sekä muuntajien pitkittäisresistanssista ja -reaktanssista. Nollaverkon impedanssiin vaikuttavat johtojen ja kaapelien maakapasitanssit sekä verkon kaikkien generaattorien ja muuntajien tähtipisteiden maadoitukset [34, s. 209]. Pienjänniteverkossa erityisesti PEN-johdon ja maapaluupiirin resistanssit ja reaktanssit vaikuttavat nollaimpedanssiin.

Verkon eri jännitetasojen komponentit on redusoitava samalle jännitetasolle; tyypillisesti sille, jossa tarkasteltava vikatilanne on. Pienjänniteverkon kannalta jakelumuuuntajien ja johtojen impedanssit vaikuttavat yksivaiheisen oikosulun suuruuteen huomattavasti enemmän kuin syöttävän verkon keski- ja suurjännitekomponentit, koska syöttävä keskijänniteverkko on tyypillisesti jäykkä. Lisäksi laskennassa vikaresistanssi ja -reaktanssi voidaan jättää huomioimatta, koska niiden arvot ovat tilannekohtaisia. Otetaan vielä käyttöön standardissa IEC 60909 määritelty kerroin jännitteelle, jolloin yksivaiheisen oikosulkuvirran laskentakaava pienjänniteverkolle voidaan esittää yhtälön (3.25) esittämässä muodossa, jota käytetään myös Energiateollisuus ry:n laatimassa verkostosuosituksessa SA 2:08 [66, s. 25].

$$I_{k1} = \frac{0,95 \cdot 3 \cdot U_v}{\sqrt{(2R_m + R_{m0} + 3l(r_j + r_0))^2 + (2X_m + X_{m0} + l(2x_j + x_{j0} + 3x_0))^2}}, \quad (3.25)$$

missä U_v , R_m , R_{m0} , X_m , X_{m0} , r_j , r_0 , x_j , x_{j0} , x_0 ja l ovat samassa järjestyksessä verkon vaihejännite, muuntajan oikosulkuresistanssi, muuntajan nollaresistanssi, muuntajan oikosulkureaktanssi, muuntajan nollareaktanssi, vaihejohtimen resistanssi, nollajohtimen resistanssi, vaihejohtimen myötäreaktanssi, vaihejohtimen nollareaktanssi, nollajohtimen reaktanssi ja johdon pituus. Pienet tunnuksat yllä olevassa yhtälössä ovat kilometrikoh- taisia arvoja (Ω/km) ja ne on määritelty johtimien ollessa $+40^\circ\text{C}$ lämpötilassa.

Yhtälö (3.25) on yleispätevä erityyppisten pienjänniteverkkojen yksivaiheisten oikosulku- virtojen arviointiin, mutta sitä voidaan edelleen yksinkertaistaa. Helen Sähköverkolla yk- sivaiheisen oikosulkuvirran arvioinnissa huomioitua kaapelit ovat tyypilliseen AXMK- kaapeleita, joiden ominaiset resistanssit ja reaktanssit ovat yhtä suuria sekä vaihe- että nollajohtimissa [73]. Yhtälön (3.26) esittämä yksinkertaistus on tällöin voimassa.

$$I_{k1} = \frac{0,95 \cdot 3U_v}{\sqrt{(2R_m + R_{m0} + 6lr_j)^2 + (2X_m + X_{m0} + l(5x_j + x_{j0}))^2}} \quad (3.26)$$

Oikosulkuvirran arvioimiseen on esitetty myös yksinkertaistettuja tapoja. Energiateolli- suus ry on julkaissut SA 2:08 verkkosuosituksensa [66] yhteydessä Excel -pohjaisen las- kentaohjelman, jolla yksivaiheisen oikosulkuvirran ja vastaavan sulakekoon arvioiminen

voidaan tehdä. Yksivaiheisen oikosulun arvioimiseen on myös samassa lähteessä esitetty taulukoita, joita voidaan käyttää laskennan nopeuttamiseksi. Monessa verkkoyhtiössä käytetään nykyisin verkkotietojärjestelmää oikosulkuvirran arvioimiseen. Laskenta on huomattavasti nopeampaa kuin käsin laskettuna, mutta verkon muuttuvat topologiat on otettava huomioon myös tällöin. Oikosulkuvirran teoriaa ja sen suuruuden arvioimista on tutkittu holistisesti IEEE:n julkaisussa 551-2006 [74].

Kun pienin yksivaiheinen oikosulkuvirta on määritelty, verrataan sitä suojalaitteiden valmistajien kokoamiin virta-aikakäyriin. Niissä on esitetty sulakkeiden poiskytkentäaika vikavirran funktiona. Suojalaitteina käytetään yleisesti pienjänniteverkoissa gG-tyypin sulakkeita, joiden tehtävänä on suojata verkon komponentit ylikuormitukselta ja taata riittävän nopea vian automaattinen poiskytkentäaika. Tämä on määritelty standardissa SFS 6000-8-801 jakeluverkon liittymiskaapeleille olevan enintään 5 sekuntia [65, s. 6]. Standardissa tarkennetaan, että poiskytkentäajassa voidaan joustaa verkon haltijan harkinnan mukaan, jos muut suojaukseen liittyvät ehdot täyttyvät [65, s. 6].

Runkojohdoilla tavoitteena on noudattaa enintään 15 sekunnin poiskytkentäaika. Tällä voidaan perustella, miksi oikosulkuvirran jatkuvan tilan arvo on mielenkiintoisempi jakeluverkon näkökulmasta kuin sen alku- ja muutostilan arvo poiskytkentäajan ollessa yli 0,5 s. Lisäksi liittymien pienin oikosulkuvirta vähintään 25 A päävarokkeilla pitäisi olla vähintään 250 A. Kuitenkin myös 180 A oikosulkuvirta hyväksytään, jos muilla toimenpiteillä saavutetaan vastaava turvallisuustaso [65, s. 7]. Jokaisessa tapauksessa pienin oikosulkuvirta pitää mitoittaa siten, että seuraavat ehdot täyttyvät:

$$\begin{cases} I_{k1} \geq 2,5 \cdot I_n & \text{kun gG-tyypin sulakkeen } I_n \leq 63A \\ I_{k1} \geq 3,0 \cdot I_n & \text{kun gG-tyypin sulakkeen } I_n > 63A, \end{cases}$$

missä I_{k1} on yksivaiheinen oikosulkuvirta ja I_n on sulakkeen nimellisvirta.

Suurin kolmivaiheinen oikosulkuvirta on myös arvioitava, jotta saadaan tietoa kaapelin ja muuntajan sopivuudesta mitoitusalueessa. Vaikka yksivaiheisen oikosulkuvirran ehdot täytetään, komponentti on kelvoton, jos sen termien kestoisuus on pienempi kuin suurimman vikavirran aiheuttama lämpöenergia. Kolmivaiheisen vikavirran arvioimiseen käytetään vastaavasti Thevenin teoremaa ja IEC 60909 -kerrointa seuraavasti:

$$\underline{I} = \frac{cU_v}{\underline{Z}_f + \underline{Z}_i} = I_{k3} = \frac{1,1 \cdot \underline{U}}{\sqrt{3}\underline{Z}_k}, \quad (3.27)$$

missä \underline{U} on verkon pääjännite vikapaikassa, \underline{Z}_k on verkon impedanssi vikapaikasta katsottuna ja vikaimpedanssi $\underline{Z}_f = 0$. Verkon impedanssi voidaan yksinkertaisesti määrittää sarjaan- ja rinnankytkentöjen avulla sekä tarvittaessa tähti-kolmio ja kolmio-tähti-muunnoslausekkeita hyödyntämällä. Kolmivaiheinen oikosulkuvirta on symmetrinen vikatilanne eikä komponenttiverkkojen impedansseja ole tarpeen määritellä. Ohjelmallisesti laskettaessa verkkotietojärjestelmä määrittelee Theveninin impedanssin järjestelmään syötettyjen komponenttien parametreista. Vastaavasti kuin yksivaiheisen oikosulkuvirran arvioimisessa voidaan vikapaikan impedanssin vaikutus jättää huomioimatta.

3.4 Jännitteenalenema

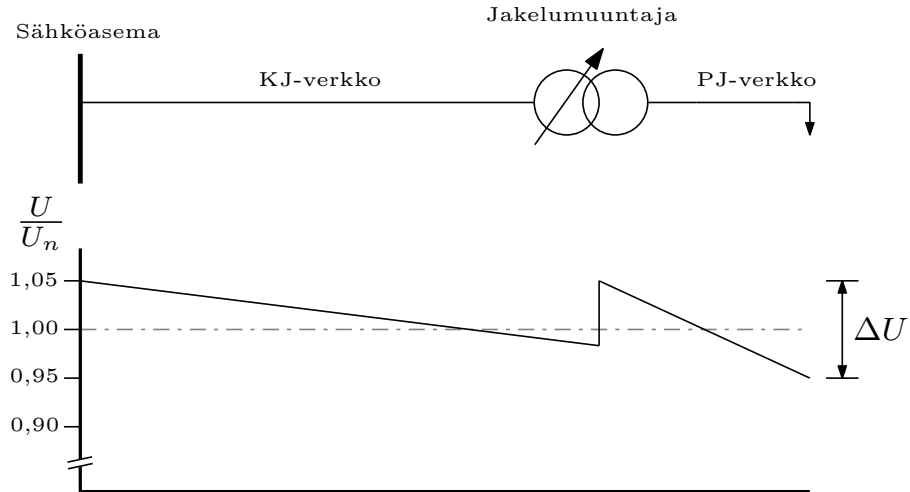
Standardissa SFS-EN 50160 [52] määritellään, että jakelujännitteen tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvojen tulisi olla 95 % viikottaisesta ajasta 230 V \pm 10 % eli välillä 207–253 V. Lisäksi kaikkien jakelujännitteen 10 minuutin keskiarvojen tulee olla 230 V \pm 10/-15 % eli välillä 195,5–253 V. Standardia tiukempia suosituksia on esitetty muun muassa Sähköenergialiiton julkaisuissa. Energiateollisuus ry:n verkostosuosituksessa SA 4:09 esitetään suunnitteluohjeena uusille 0,4 kV:n pienjänniteverkoille sekä peruskorjauksille jännitteen vaihtelurajoiksi 230 V \pm 6 % eli 216,2–243,8 V [75, s. 11]. HSV:lla on määritelty jännitteenalenemalle kuitenkin näistä tiukemmat rajat. Asiakkaan pääkeskuksella vaihejännite saisi vaihdella 230 V \pm 5 % eli rajojen 218,5–241,5 V sisällä [50]. Kaikissa sähköliittymissä tähän tavoitearvoon ei kuitenkaan päästä kustannustehokkaasti, ja tällöin suunnittelussa noudatetaan standardissa SFS-EN 50160 määriteltyjä rajoja.

Jännitteenaleneman rajahto tulee toteutua pienjännitteisen jakeluverkon suunnittelussa, koska sähkölaitteet on mitoitettu toimimaan nimellisjännitteillään jollakin jännitteen vaihteluvälillä. Kansainvälinen standardi IEC 60038 velvoittaa laitteiden toimivan edellä mainitulla \pm 10 % vaihteluvälillä nimellisjännitteeseen suhteutettuna. Jos jännite kasvaa liian suureksi (negatiivinen jännitteenalenema), laitteita ei velvoiteta standardin mukaan toimimaan enää kelpoisesti. Pahimmassa tapauksessa ne saattavat vaurioitua, mikäli ylijännitteen aiheuttama sähköenergia ylittää laitteiden energiakestoisuuden. Myös korkea amplitudinen lyhytkestoinen ylijännite voi johtaa läpilyönteihin ja oikosulkuihin. Ylijännitteen aiheuttamaa sähköenergian määrää voidaan arvioida esimerkiksi Joulen integraalilla [76, s. 86]. Jännitteen laskiessa liikaa sähkölaitteet eivät myöskään välttämättä toimi enää suunnitellulla tavalla, joskin alijännite ei ole tyypillisesti pienjänniteverkkoon kytkeville laitteille yhtä vaarallinen tilanne kuin ylijännite.

Jännitteenalenemaan vaikuttavat kaikki virtatiellä olevat jakelu- sekä siirtoverkkokomponentit. Suur- ja keskijänniteverkkojen jännitettä voidaan säädellä muuntajien automaattisilla käämikytkimillä, joiden avulla muuntajan muuntosuhdetta muuttamalla vaikutetaan loistehon jakautumiseen muuntajan ala- ja yläjännitepuolien välillä. Usein jännitteen itseisarvo on käämikytkimen ohjearvona, mutta myös sen kulmaa voidaan muuttaa vaiheenkääntömuuntajilla (engl. *phase shifter*) [77, s. 38]. Mikäli jakelumuuntaja on varustettu jännitteensäätömahdollisuudella, käytetään yleensä väliottokytkintä, jolla voidaan muuntajan muuntosuhdetta muuttaa sen ollessa jännitteetön. Tätä vaikutusta jännitteenalenemaan selventää kuva 3.5.

Käämikytkimien, väliottokytkimien ja muiden jännitteensäätömetodien vuoksi pienjänniteverkon kulutuspisteissä ei vahvoissa verkoissa havaita syöttävän verkon jännitteen vaihtelua. Täten pienjännitteisen jakeluverkon siirtotien jännitteenaleneman tarkastelussa riittää, että käsitellään keskijännitejohdon tai -kaapelin, jakelumuuntajan ja pienjännitejohdon tai -kaapelin jännitteenalenemien summaa [45, s. 38].

Jännitteenalenema on määritelty olevan siirtotien kahden pisteen jännitteiden välinen aritmeettinen erotus, jota ei pidä sekoittaa jännitehäviön kanssa, mikä puolestaan on määri-



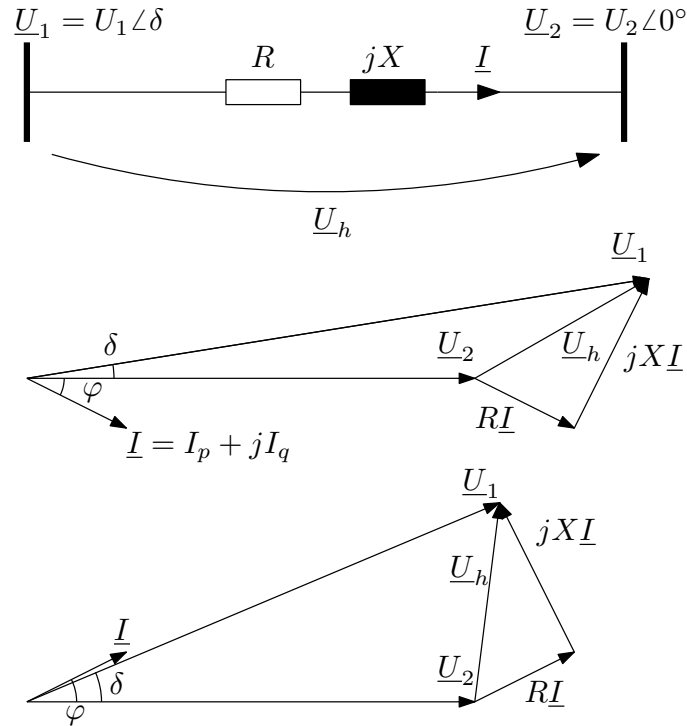
Kuva 3.5: Jakelumuuntajan väliottokytkimen vaikutus jännitteenalenemaan, jota on kuvattu verkon jännitteen suhteena sen nimellisjännitteeseen. Kuvassa ΔU on jännitteenaleneman tavoitteellinen vaihteluväli Helen Sähköverkon jakelualueella.

telty olevan kahden pisteen jännitteiden välinen geometrinen erotus [34, s. 368]. Huomionarvoista on, että usein loppupään jännitettä ei tiedetä, jolloin se täytyy selvittää matemaattisesti esimerkiksi iteroimalla [77, s. 109]. Jännitteenalenemalle on kuitenkin voimassa likiarvokaava käsin tehtäviin laskuihin, jos kuormitustilanne on kohtuullinen [45, s. 39] ja siirtoetäisyys on avojohdoilla alle 100 km ja maakaapeleilla alle 20 km [40, s. 21]:

$$U_h = |\underline{U}_1| - |\underline{U}_2| \approx IR \cos \varphi + IX \sin \varphi = I_p R + I_q X \quad (3.28)$$

missä \underline{U}_1 on alkupään pisteen jännite, \underline{U}_2 on loppupään pisteen jännite, I on kuormavirta, R on tarkastellun siirtotien pitkittäisresistanssi, φ on loppupään jännitteen ja virran välinen kulmaero, I_p on virran pätökomponentti, I_q on virran loiskomponentti ja X on tarkastellun siirtotien pitkittäisreaktanssi. Kaavasta huomataan, että virtaa kasvattamalla jännitteenaleneman arvo kasvaa. Toisaalta taas pienentämällä siirtotien resistanssia tai reaktanssia esimerkiksi hyödyntämällä rinnakkaisilla kaapeleita voidaan jännitteenalenemaa pienentää. Jännitteenaleneman muodostumista voidaan havainnollistaa kuvalla 3.6, jossa on esitetty siirtotien jännitteenalenemaan liittyvät komponentit ja osoitindigrammit.

Kuvasta 3.6 nähdään, miten jännitteenalenema käyttäytyy kahdella erilaisella reaktiivisella kuormituksella. Toisaalta havaitaan myös, miksi siirtotien impedanssin ja virran osoittimien tuloa $\underline{Z} \cdot \underline{I}$ ei voida käyttää sen suunnan vaihtelun takia jännitteenaleneman laskentaan. Riittävän kapasitiivisella kuormituksella siirtotien loppupään jännite \underline{U}_2 kasvaa suuremmaksi kuin alkupään jännite \underline{U}_1 . Tätä kutsutaan Ferranti-ilmiöksi [78, s. 150], ja se on mahdollista etenkin pitkillä tyhjäkäynnissä olevilla eli kuormittamattomilla maakaapeleilla tai suurjänniteilmajohdoilla. Molemmissa tapauksissa poikittaiskapasitanssit aiheuttavat jännitteen nousun siirtotien loppupäässä. Kuormavirran ja loppupään jännitteen välistä kulmaeroa kasvattamalla induktiivisesta kapasitiiviseen suuntaan voidaan siis pienentää jännitteenalenemaa. Tähän kulmaeron manipulointiin perustuu myös loistehon



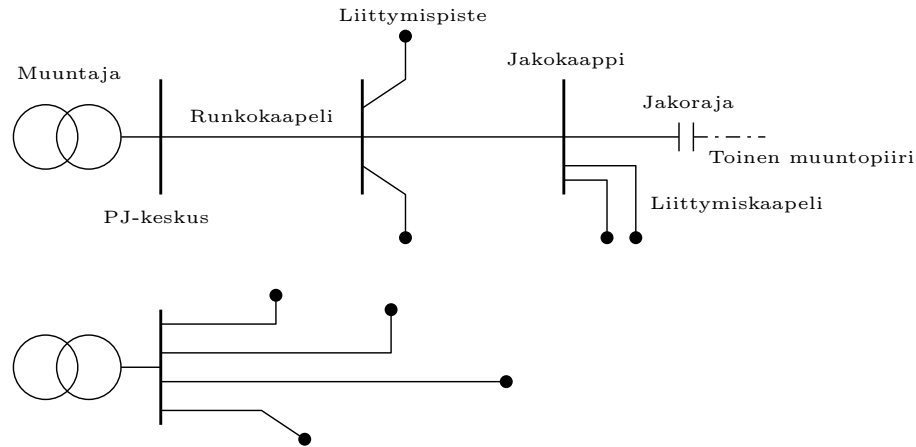
Kuva 3.6: Jännitteenalenema yksinkertaisella siirtotiellä ja sen osoitindiagrammit kahdella erilaisella reaktiivisella kuormituksella.

kompensointi. Kuva 3.6 havainnollistaa myös, miksi jännitteenaleneman likiarvokaavaa ei pidä käyttää vikatapauksien jännitteenalenemien laskentaan. Tällöin jännitteen alku- ja loppupään osoittimien välinen kulmaero δ ja kuormavirta voivat olla suuria, jolloin likiarvokaava antaa virheellisiä tuloksia.

3.5 Pienjänniteverkon rakenne ja suojauksen selektiivisyys

Pienjänniteverkkoa käytetään säteittäisesti eli sähköenergia liikkuu muuntopiiriin muuntamolta kulutuspisteisiin. Helsen Sähköverkon pienjänniteverkko on 98,7 % maakaapeloitu [50, s. 52]. Verkko koostuu jakokaapeista, kytkinlaitteista sekä runko- ja liittymisjohdoista, joiden topologia rakennetaan silmukoidusti silloin, kun sen katsotaan olevan kustannustehokasta. Täyden reservin silmukoitu verkko tarkoittaa usein, että siihen liittyvät investointikustannukset ovat suurimpia kaikista verkkovaihtoehdoista, mutta toisaalta keskeytyskustannukset ovat pieniä.

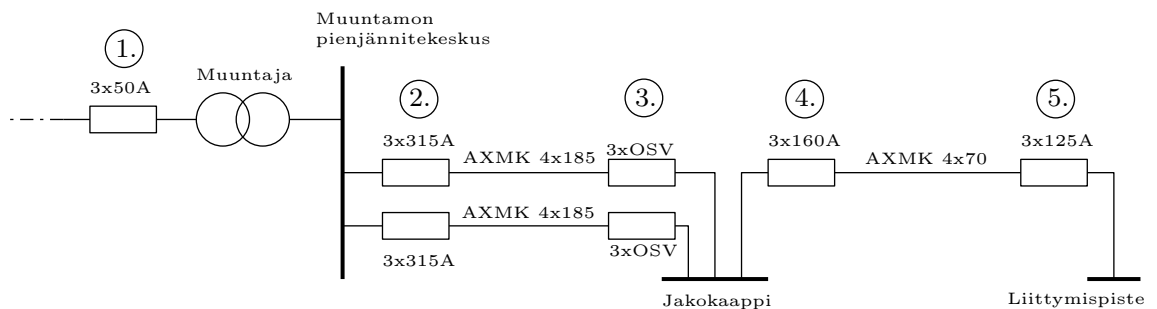
Pienjänniteverkon käytössä on yleensä pyrkimyksenä minimoida asiakkaiden kokema sähköjakelun keskeytysaika ja -taajuus. Keskeytysajaksi sallitaan Helsingissä korjausajan mittaiset käyttökeskeytykset. Paras verkkomalli teknis-taloudellisesta näkökulmasta voidaan löytää esimerkiksi optimointitarkastelulla. Helsen Sähköverkon pienjänniteverkon optimointia on tehty lähteessä [51] ja keskijänniteverkon optimointia diplomityössä [71]. Kuvassa 3.7 on esitetty Helsen Sähköverkolla tyypilliset pienjänniteverkon rakenteet [50, s. 53]. Kuvassa 3.7 yläpuolella on silmukoitu pienjänniteverkko, jota käytetään säteittäisesti, ja alapuolella on säteittäinen verkkorakenne.



Kuva 3.7: Helen Sähköverkolla käytettäviä pienjänniteverkon rakenteita.

Sähköverkon suojauksen selektiivisyydellä tarkoitetaan, että vikatilanteista aiheutuvat häiriöt voidaan rajata mahdollisimman pienelle alueelle verkkoa irrottamalla vain vika- paikka muusta sähköverkosta [46, s. 124]. Näin toimittaessa saadaan usein suurin talou- dellinen hyöty. Säteittäisessä sähköverkossa selektiivisyys toteutuu siten, että pienimmät ylivirtasuojat asennetaan lähimmäksi syötön kulutuspisteitä. Tästä kohdasta syöttävään sähköverkkoon päin mentäessä suojalaitteiden kokoa eli nimellisvirtaa kasvatetaan por- taittain.

Kuva 3.8 havainnollistaa pienjänniteverkon sulakesuojauksen toimintaa. Suojausperiaate toteutetaan siten, että muuntamossa keskuksen pienjännitepuolen sulake suojaa runko- johtoa oikosululta ja jakokaapissa sulake suojaa liittymisjohtoa oikosululta. Lisäksi liit- tymispisteen päävarokkeet toimivat liittymisjohdon ylikuormitussuojana sekä käyttöpai- kan oikosulkusuojana. Nimellisvirraltaan virtatien pienimmät oikosulkusuojat ovat yleensä liittymispisteen pääsulakkeet, jolloin sähkönjakeluverkon suojauksen selektiivisyys säilyte- tään [50]. Kuitenkin suurilla liittymillä käytetään usein liittymiskaapelin sulakkeina yhtä suuria sulakkeita kuin liittymän pääsulakkeet. Kuvassa 3.8 on huomioitava, että sulakkeet on piirrosteknisen seikan vuoksi piirretty ulos solmupisteistä, ja esimerkiksi liittymispis- teen pääsulakkeet sijaitsevat todellisuudessa liittymispisteen takana.



Kuva 3.8: Helen Sähköverkon pienjännitemuuntopiirin suojausperiaate. 1.) muuntajan suurjännitesulake 2.) runkokaapelin oikosulkusuoja 3.) runkokaapelin jakokaappikytkentä (oikosulkuveitset) 4.) liittymiskaapelin oikosulkusuoja 5.) liittymispisteen pääsulakkeet.

Selektiivisyyden ongelmakohdiksi muodostuvat tilanteet, jolloin jakeluverkossa on hajautettua tuotantoa, jota ei ole huomioitu verkon mitoituksessa ja joka ei irtoa verkosta vikatilanteessa. Pienjänniteverkko on selektiivinen silloin, kun se on suunniteltu edellä esitetyllä tavalla, ja erityisesti energian siirtyessä yhteen suuntaan: jakelumuuntajilta kulutuspuoleisiin. Luvussa 2 esitettiin hajautetun sähköntuotannon ominaispiirteitä ja käsiteltiin sen yleistymistä. Kuluttajien hankkiessa omaa tuotantoa on sellainen tilanne mahdollinen, että sähköenergiaa syötetään liittymispisteestä jakeluverkkoon päin. Tämä voi olla joko suunniteltua tai suunnittelematonta toimintaa.

Kuluttajien sähköntuotanto, Helsingissä yleisesti aurinkopaneelit tai erilliset varavoimakoneet, tulisi ensisijaisesti suunnitella siten, että vältetään suunnittelemattomalta verkkoon syötöltä. Tämä voidaan toteuttaa siten, että tuotantolaitokset varustetaan sellaisilla suojalaitteilla, että ne kytkevät tuotantolaitoksen tai -laitokset irti jakeluverkosta, jos verkkosyöttö katkeaa tai jännite tai taajuus laitteiston liitännäkohdassa poikkeaa sähköverkon normaaleista ilmoitetuista arvoista. Tällöin jakeluverkon suojauksen selektiivisyys ei heikkene eivätkä hajautetut tuotantoresurssit vaurioidu sekä vältetään mahdollisilta henkilövahingoilta. Helen Sähköverkon jakeluverkkoon kytketyiltä nimellistehoiltaan alle 100 kVA sähköntuotantolaitoksilta vaadituista teknisistä seikoista on tietoa lähteessä [79]. Hajautetun tuotannon sallitaan lisäksi aiheuttavan enintään 4 % muutoksen jakelujännitteessä verkkoon kytkettäessä [50, s. 56]. Kuvassa 3.8 esitetty suojausperiaate ei ole kelvollinen kaksisuuntaiseen tehonsiirtoon, koska tällöin menetetään verkon selektiivisyys vikatilanteissa. Kuluttajien hajautettu tuotanto tulisi ensisijaisesti kuluttaa paikallisesti, koska sen verkkoon syöttö vaatii usein muutoksia verkko-omaisuudessa.

Mikäli hajautettu tuotantoresurssi ei irtoa verkosta vikatilanteessa, saattaa vikasuoja jäädä laukeamatta, jos vikapaikka sijaitsee lähdön loppupäässä hajautettua tuotantoresurssia pidemmällä. Tällaisessa tilanteessa on mahdollista, että hajautettu tuotantoresurssi tyydyttää tarvittavan vikavirran ja muuntamon lähdön suojauksen läpi kulkeva virta on niin pieni, että suojalle määritellyt raja-arvot eivät ylitä tai suojauksen toiminta-aika kasvaa liian suureksi. Tällöin muuntamon lähdön suoja "sokeutuu" (engl. *blinding*). Ongelmalta vältetään, jos hajautettu tuotanto irroitetaan oikeaoppisesti vikatilanteesta esimerkiksi mittaustietoja hyväksikäyttämällä.

Toinen mahdollinen ongelmatilanne on rinnakkaisen lähdön oikosulkuvika lähellä sen alkupäätä. Heikkoon verkkoon kytketty suuritehoinen hajautettu tuotantoresurssi voi syöttää vikapaikkaa rinnakkaisesta lähdöstä, jolloin voi syntyä tilanne, jossa molempien lähtöjen sulakkeet laukeavat. Tätä kutsutaan sympaattiseksi sulakkeen laukeamiseksi (engl. *sympathetic tripping*). Ratkaisuna voidaan käyttää suunnattua relesuojausta.

Molemmat edellä mainituista ongelmista vaativat, että hajautettu tuotanto syöttää suurta vikavirtaa. Näiden resurssien inverttereillä voidaan vikavirta rajoittaa nimelliseksi, jos verkkoon liittymisehdot eivät vaadi vikavirransyöttökykyä.

4 TEHONHALLINTA

Luvussa 2 esiteltiin energiantuotannon ja -kulutuksen muutostrendejä, jotka aiheuttavat haasteita kanta- sekä jakeluverkkotoimintaan. Ratkaisuna tähän on luvussa 2.4 esitetty älykäs sähköverkko, jolla kokonaisvaltainen kysyntäjousto voidaan toteuttaa. Sähkönjakeluverkon mitoittamisen kannalta kysyntä- tai kulutusjoustolla tarkoitetaan tehonhallintaa. Myös energiatehokkuuteen liittyvät toimet voidaan mieltää tehonhallinnaksi, koska niillä voidaan joissakin tapauksissa epäsuorasti pienentää pätötehuippuja, kun laitteiden sähköenergiankulutus laskee. Tässä luvussa tarkastellaan tehonhallintamenetelmiä sekä niiden teknis-taloudellisia perusteluita sähköjärjestelmän eri tasoilla. Tehonhallinta voidaan jakaa kahteen osa-alueeseen vaihtosähkön luonteen vuoksi: pätötehonhallintaan sekä loistehonhallintaan. Loistehonhallintaa ei tässä käsitellä tarkemmin, koska tämän työn tarkastelu rajoittuu pienjänniteverkkoihin. Sen sijaan keskitytään pätötehonhallintaan sekä sen käytön teknis-taloudellisiin perusteluihin myöhemmin käsiteltävien tutkimuksien teoreettisen pohjan luomiseksi.

4.1 Teknis-taloudelliset perustelut tehonhallinnalle

Jotta sähkönkäyttäjälle muodustuisi tarve toteuttaa tehonhallintaa, on sille oltava voimassa teknis-taloudellisia perusteluja. Tahot, jotka suorittavat tehonhallintaa, voidaan jakaa seuraavasti: kantaverkkoyhtiö, jakeluverkkoyhtiöt, sähkön myyjät ja asiakkaat. Tässä työssä keskitytään pääosin jakeluverkkoyhtiön ja asiakkaan näkökulmiin. Kantaverkossa tehonhallinta merkitsee käyttövarmuuden ylläpitämistä eli toisin sanoen jännitteensäätöä loisteholla sekä sähköjärjestelmän taajuuden eli tehotasapainon ylläpitoa pätötehonhallinnalla. Kantaverkonhaltija on velvollinen ylläpitämään teknisesti toimivaa sähköjärjestelmää ja mahdollistamaan sähkömarkkinoiden toiminta, joissa tehonhallinta järjestelmätasolla on avainroolissa.

Jakeluverkkoyhtiö

Sähkönjakeluverkkoyhtiöiden selkeä perustelu hallita alueensa tehonjakoa tulee sähköverkon teknis-taloudellisesta mitoituksista (ks. luku 3.2.4). Sähköenergian siirtoreitillä tapahtuu jokaisessa verkkokomponentissa lämpöhäviöitä, joiden suuruus on verrannollinen siirrettävän virran neliöön. Näin ollen teknisesti optimaalinen ratkaisu ei usein olekaan sähköverkkoyhtiölle taloudellisesti pätevin, vaan pätötehonhallinta näkyy muun muassa näiden verkkokomponenttien valinnassa. Maakaapeliverkoissa on suurempien kaapeleiden käyttö perusteltua pienempien häviökustannuksien takia.

Erityisesti huipputehonhallinnalla on merkittävä hyöty jakeluverkkoyhtiöille, koska huipputeho ja huipun aikainen siirtoreservi määrittävät jakeluverkon tarvitsevan siirtokapasiteetin. Näin ollen esimerkiksi ohjaamattomalla sähköajoneuvojen latauksella on suuri vaikutus jakeluverkon mitoittamiseen. Sähköautojen lataus saattaa edustaa siirretyn energian näkökulmasta pientä osuutta, mutta toisaalta mikäli lataustehoa ei hallita, on vaikutus tarvittavaan siirtokapasiteettiin huomattava. Tämä johtuu ohjaamattoman latauskuorman ajallisesta kestosta; latauskuorman energian tarve pyritään tyydyttämään mahdollisimman nopeasti. Lisäksi jakeluverkon jännitteenalenemalle määritelty reunaehto saateetaan ylittää voimakkaissa ja lyhytaikaisissa ohjaamattomissa lataustapahtumissa. Tässä työssä tarkastellaan empiirisissä luvuissa, minkälaista lisäarvoa tämän latauskuorman hallitsemisesta saadaan.

Joissakin tapauksissa saattaa verkon vahvistaminen olla taloudellisesti heikko ratkaisu esimerkiksi muuntopiireissä, joissa käyttäjiä on vähän. Tällöin voisi olla järkevämpää hyödyntää sähköenergiavarastoa kuten akkuteholähdettä. Tarvittavia pätötehosiiroja voitaisiin näin ollen hallita käyttämällä keskitettyjä tai hajautettuja akkujärjestelmiä. Akkujen käyttö siirtokapasiteetin hallintaan olisi mielenkiintoinen vaihtoehto, mutta nykyisen EU-direktiivin alaisuudessa verkkoyhtiö ei kuitenkaan saa omistaa akkuja [80]. Niiden käyttöä voidaan toisaalta ostaa palveluilla, joskin nykyinen verkkotoiminnan regulaatiomalli ei kannusta tähän operatiivisten kulujen kasvaessa. Jäsenvaltiot voivat poiketa EU-direktiivistä, jos katsotaan, että akut (tai muut energiarastot) ovat täysin integroituja verkkokomponentteja ja jos sääntelyviranomaisen (Energiavirasto) on antanut hyväksyntänsä. Täysin integroiduilla verkkokomponentilla tarkoitetaan sellaista komponenttia, jota käytetään ainoastaan siirto- ja jakeluverkon varman ja luotettavan toiminnan varmistamiseen ja jota ei käytetä tasehallintaan eikä siirtorajoitusten hallintaan. Suomessa jakeluverkonhaltijalle sallitaan varaston omistus käytännössä tilanteessa, jossa varastokapasiteettia ei ole saatu hankittua tarjouskilpailussa kohtuullisin kustannuksin ja jos jakeluverkonhaltijat tarvitsevat sitä täyttääkseen direktiivin mukaiset velvoitteensa toimitusvarmuudesta. Ehtona on myös tässä tapauksessa sääntelyviranomaisen hyväksyntä.

Akkuteknologia vaikuttaa kehittyvän kiihtyvästi ja uudenlaisia konsepteja on esitetty. Eräs mielenkiintoinen uusi vaihtoehto sähköverkkoyhtiölle olisi virtausakku, joka perustuu kahden nestemäisen elektrodin siirtämiseen altaissa. Perinteisempi ratkaisu olisi kuitenkin lyijyakku, jota voitaisiin käyttää myös suurissa kapasiteeteissa. Jakeluverkkosovelluksissa akut voisivat olla stationäärisiä, jolloin raskas lyijypohjainen akkukemia ei tuottaisi haasteita. Lyijyakkujen energiatiheys on matala, mikä voi nousta ongelmaksi, jos akkutilaa ei ole saatavilla riittävän suurelle määrälle akkuyksikköjä. Etenkin Helsingissä tilaongelma voisi nousta esille tällaisen investoinnin kustannuslaskelmien yhteydessä. Litiumioniakkuista puolestaan on alkanut muodostua potentiaalinen vaihtoehto sähköverkkotoimintaan. Niiden ominaiskapasiteettihinta (€/kWh) on laskenut vuosittain hyvän adaptoitumisnopeuden vuoksi, mutta on edelleen korkea. Litiumioniakkujen vahvuuksia ovat korkea teho ja energiatiheys sekä modulaarisuus, minkä vuoksi niiden implementointi erilaisiin tehonhallintasovelluksiin ja näiden yhdistelmiin on helpommin toteutettavissa.

Sähköisen liikenteen yleistyessä on alkanut nousta keskustelua käytettyjen sähköajoneuvojen akkujen käytöstä stationäärisiin energianvarastointisovelluksiin. Autoissa ajovoima-akut ovat nykyään lähes aina litiumioniakkuja. Ne ovat yleensä elinkaarensa päässä, jos niiden nimelliskapasiteetti on laskenut 80 prosenttiin alkuperäisestä. Nämä akut on kuitenkin tehokasta uusiokäyttöä esimerkiksi hajautetun tuotannon sovelluksissa tai huipputehojen leikkaamisessa [81]. Kierrätettyjen litiumioniakkujen paloriski on kuitenkin huomioitava.

Sähkön myyjä

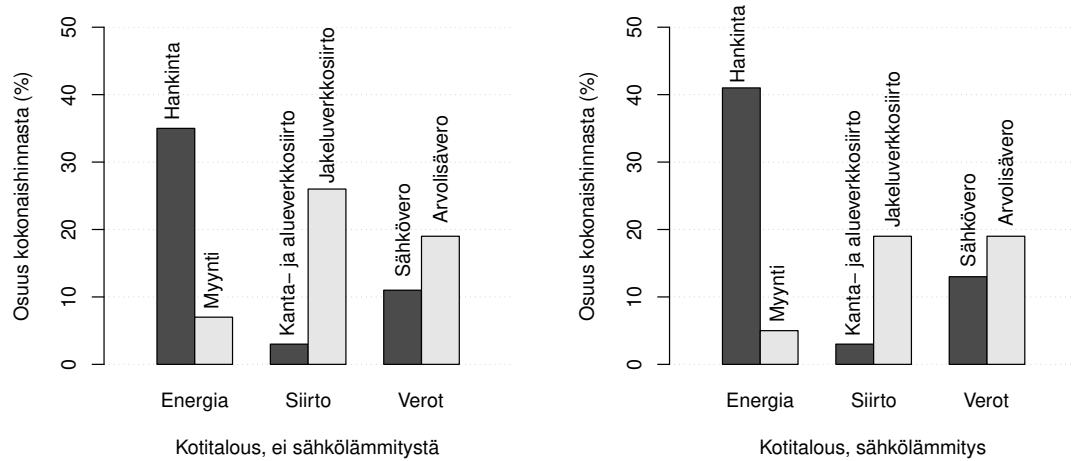
Sähkön myyjän kannalta tehonhallintaa voidaan hyödyntää esimerkiksi sähkön vähittäismyynnin optimoinnissa. Myyjä on myös oman sähkötaseensa vastaava, jolloin tehonhallintaa voidaan myös hyödyntää tasehallintatoimenpiteissä [42, s. 24]. Myös sähkön myyjällä on intressejä akkuteknologian käytössä. Vuonna 2019 valmistuneessa diplomityössä [82] tultiin lopputulokseen, että käytettyjen sähköajoneuvojen ajovoima-akuista on tulossa yhä kilpaillumpia resursseja stationäärisinä energiavarastoina. Sähkön myyjänä toimiva energiayhtiö voi tähän liiketoimintaan osallistua uusiokäyttämällä akkuja kotitalous- tai teollisuuskäyttöön.

Asiakas

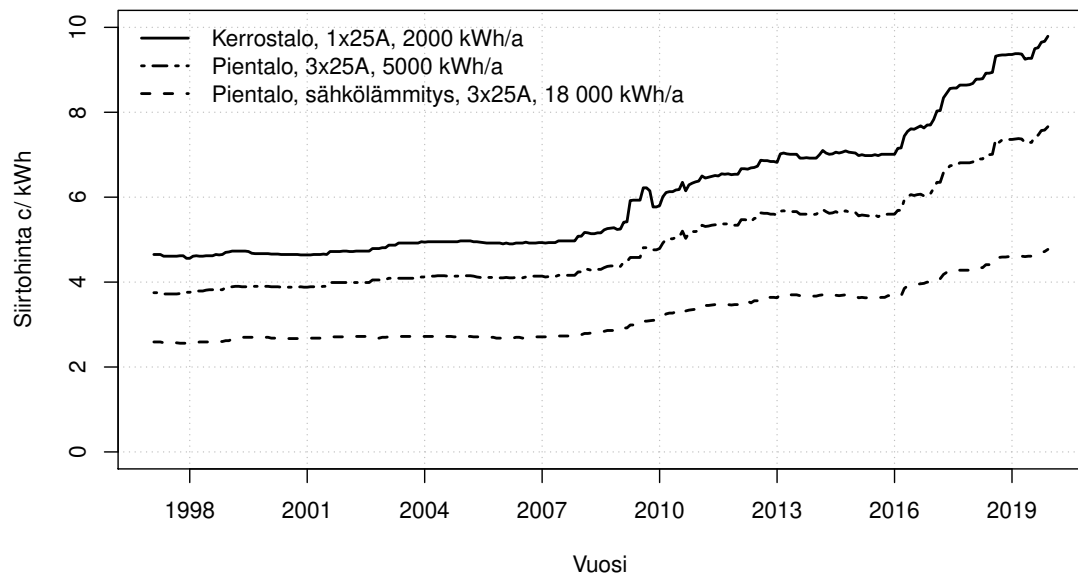
Tehonhallinta pienasiakkaalla eli pienjänniteverkkoon liittyjällä on lähinnä taloudellista optimointia. Ympäristöministeriön asetuksessa 1010/2017 [83] käsitellään rakennuksilta vaadittavia energiatehokkuuden vähimmäisvaatimuksia, jotka mahdollistavat myös tehonhallinnan. Pykälässä 32 on tarkennettu, että rakennuksien suunnittelussa on otettava huomioon mahdollisuudet sähkön huipputehon tarpeen pienentämiseksi ja sähkötehon ohjattavuuden parantamiseksi. Huipputehon tarpeen pienentäminen tarkoittaa liittymän maksimihuipputehon rajoittamista, joka voidaan toteuttaa esimerkiksi joustoresurssilla tai laitteiden vuorottelulla.

Järjestelmätason kysyntäjouston näkökulmasta voidaan sähkötehon ohjattavuutta tarvita kuitenkin myös muinakin ajanhetkinä kuin asiakkaan huipputehon ajanhetkellä, jolloin asiakkaalla tulee olla insentiivi joustaa sähkönkäytössään. Teknisiä menetelmiä tähän käsitellään tarkemmin luvussa 4.2. Sähkötehon ohjattavuuden parantaminen vaatii rakennuksen tehoprofilin muodostumisen ymmärtämistä, mitä käsitellään toimistokiinteistöjen tapauksessa luvussa 6.1.

Asiakkaalla näkyvä sähkön hinta voidaan karkeasti jakaa kolmeen osakokonaisuuteen: sähköenergian hinta, sähkönsiirron hinta ja verot. Osuudet vaihtelevat hieman riippuen sähkönkäyttäjistä. Kuvassa 4.1 on esitetty lähteen [84] perusteella kotitalouden sähkön kokonaishinnan muodostuminen, kun käytössä ei ole sähkölämmitystä vasemmalla sekä sähkölämmityksellä oikealla. Sähköenergia on ollut Suomessa kilpailutettavana kaikille sähkönkäyttäjille vuodesta 1998 lähtien, ja asiakas maksaa siitä sähkön myyjälle. Siirtomaksun, sähköveron ja huoltovarmuusmaksun asiakas maksaa verkkoyhtiölle. Lisäksi asiakas maksaa näiden yhteydessä arvolisäveroa myyjälle ja verkkoyhtiölle. Sähkön myyjä ja jakeluverkkoyhtiö tulouttavat nämä verot valtiolle.

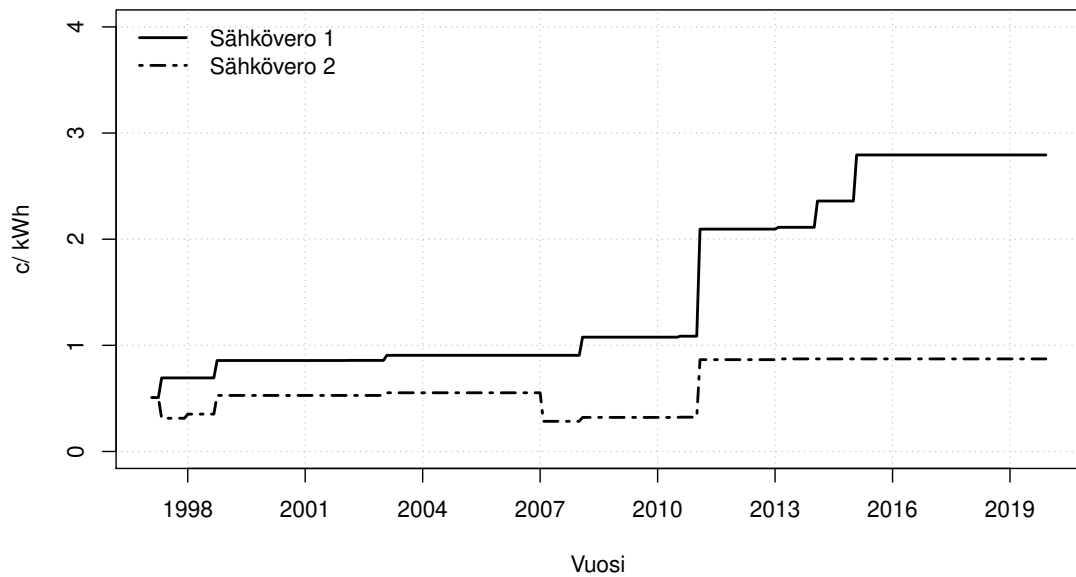


Kuva 4.1: Sähkön kokonaishinnan osuudet kotitalouskuluttajalle.



Kuva 4.2: Kolmen käyttäjäryhmän siirtohinnan (sis. alv) koko maan painoitettu keskiarvo aikaväliltä 1.1.1997–1.11.2019.

Pienjänniteverkon liittyjällä tehonhallinta on kuitenkin nykyisten siirtohintojen puitteissa vähäistä. Kuvassa 4.2 on esitetty kolmen käyttäjäryhmän siirtohinnan koko maan painoitettun keskiarvon kehitys sisältäen arvolisäveron, muttei sähköveroa, aikaväliltä 1.1.1997–1.11.2019 [85]. Kuvasta 4.2 voidaan nähdä, kuinka eduskunnan päätös säävarmoista sähköverkoista [26] on vaikuttanut siirtohintojen koko maan painoitettun keskiarvon kehitykseen, kun myös maaseutuverkkoyhtiöt ovat alkaneet investoimaan toimistuvarmuuteensa muun muassa maakaapeloidmalla jakeluverkkojaan.



Kuva 4.3: Sähköveroluokkien 1 ja 2 (sis. alv) kehitys aikaväliltä 1.1.1997–1.11.2019.

Uusien toimitusvarmuusvaatimusten täyttäminen edellyttää useimmilla verkkoyhtiöillä merkittävästi suurempia investointitasoja kuin valvontamallin mukaiset tasapoistot. Vuonna 2016 kokonaisuutena investoinnit olivat 158 % suhteessa tasapoistoihin [86, s. 35]. Tasapoistoilla tarkoitetaan verkon jälleenhankinta-arvosta keskimääräisellä pitoajalla laskettuja tasapoistoja, joita verkkoyhtiöt voivat käyttää verkon uusimiseen. Verkkoyhtiökohtaisia siirtohintatilastoja on saatavilla Energiaviraston tietokannasta [85] tai työ- ja elinkeinoministeriön julkaisusta [86].

Kuvassa 4.3 on esitetty aikaväliltä 1.1.1997–1.11.2019 kulloinkin voimassa olleet sähköverot sisältäen arvolisäveron [85]. Sähköveroluokkaan 1 kuuluvat kotitaloudet, julkinen sektori, maataloussektori sekä palvelutoiminnot. Sähköveroluokan 2 veroa peritään teollisuudesta, konesaleista, kaivostoiminnasta ja ammattimaisesta viljelystä [87]. Nykyinen hallitusohjelma pyrkii alentamaan veroluokan 2 kohti EU:n sallimaa minimitasoa. Lisäksi kaukolämpöverkkoon lämpöä tuottavat lämpöpumput ja konesalit tullaan siirtämään veroluokkaan 2.

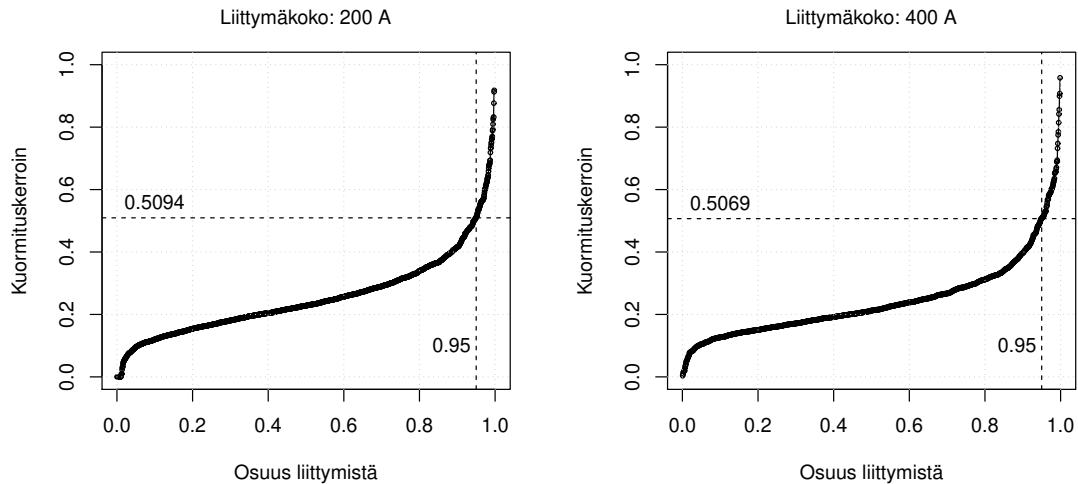
Pienkuluttajalla ei ole perinteisesti ollut tarvetta rajoittaa jakeluverkosta ottamaansa huipputehoa taloudellisesta näkökulmasta, koska sähkölasku tyypillisesti muodostuu vain energia- ja siirtokomponentista. Todettakoon, että teknisien rajoitteiden kuten kiinteistöverkon ylikuormittumisen vuoksi asiakas voi joutua rajoittamaan tehoa esimerkiksi välttämällä suuritehoisten laitteiden yhteiskäyttöä. Jotkin verkkoyhtiöt kuitenkin tarjoavat jo pieniasiakkaillekin tehopohjaista siirtotariffia. Koska jakeluverkkoyhtiöt ovat alueensa luonnollisia monopoleja, sähkönkäyttäjä ei voi sähkönkulutuksellaan suoraan vaikuttaa siirtomaksuunsa paitsi vähentämällä sähkönkulutustaan esimerkiksi energiatehokkuustoimilla. Tyypillisesti pienasiakkaalle siirtomaksu koostuu kahdesta eri osasta: kuukausit-

taisesta perusmaksusta €/kk ja siirretyn energian maksusta c/kWh. Jos perusmaksun suuruus riippuu pääsulakkeiden koosta, sen suuruuteen voi vaikuttaa tilaamalla pienemmän liittymän eli pääsulakkeiden kokoa pienentämällä. Toisaalta monella asiakkaalla on jo pienin mahdollinen sulake. Tällöin asiakasta tulisi motivoida huipputehonsa hallintaan jollakin muulla tavalla. Yksi vaihtoehto tähän olisi korvata sulakepohjainen perusmaksu muuttuvaan tehomaksuun. Tällä hetkellä perus- sekä mahdollisen tehomaksun osuus kokonaishinnasta on kuitenkin niin pieni, että voimassa olevien siirtohintojen puitteissa ei pienillä kuluttajilla ole taloudellisia syitä rajoittaa sähköverkosta ottamaansa tehoa tehonhallintatekniikoilla.

Helen Sähköverkolla on tämän diplomityön kirjoittamisen aikaan käytössä kolme erilaista siirtotariffia pienjänniteasiakkaille [88]: yleissiirto, aikasiirto, pienjännitetelesiirto. Lisäksi on olemassa vuosisiirtotariffi, mutta se on tarkoitettu lähinnä pienille kohteille, joiden sähkönkulutus voidaan arvioida tarkasti ilman mittauksia. Yleissiirtotariffin sallima suurin pääsulakekoko on $I_n = 63$ A ja aikasiirtotariffin on $I_n = 80$ A. Pienjännitetelesiariffilla ei ole suurinta sulakekoko, mutta rajoitteeksi tulee siirrettävä teho, joka lopulta määrittelee käytettävän jännitetaso. Helen Sähköverkon verkkopalvelumaksun perusmaksu ei riipu käytetystä sulakekoosta. Siirtohintojen tarkasteluun ei voida esittää yleispätevää vertailua, koska siirretyn energian määrä ja tehoprofiili vaihtelevat kohteittain. Pohdintatehtävä muodostuu sähkönkäyttäjien huipputehoon perustuvan maksun eli tehotariffin käyttöönnotosta ja sen suuruudesta sähkön siirron hinnoittelussa.

Vuonna 2017 julkaistussa tutkimuksessa [89] tultiin lopputulokseen, että tehoon perustuva maksukomponentti muun muassa lisäisi asiakkaan mahdollisuuksia vaikuttaa sähkölas-kunsa verkkopalvelumaksun osaan, kannustaisi resurssi- ja energiatehokkuuteen, turvaisi sähköverkkoyhtiölle vakaan liiketoiminnan ja kehittäisi täysin uusia liiketoimintamalleja. Ongelmakohdiksi nostettiin tutkimuksessa esille tariffien vaikeampi ja tapauskohtaisempi suunnittelu sekä epävarmuus asiakkaiden suhtautumisesta sähkönkäytön ohjaukseen. Hyväksyttävyyttä lisää, jos asiakkaat tekevät sähkönkäytön ohjaukset itse hyödyntämällä kotiautomaatiojärjestelmiä. Varttitaseeseen siirtyminen yhdessä tehotariffiin kanssa toisi insentiivin kotiautomaatiojärjestelmillä suoritettavaan tehonhallintaan. Diplomityössä [90] on tutkittu Helen Sähköverkon sähkön siirtohinnoitteluprosessia ja ehdotettiin vaihtoehtoisia tehotariffirakenteita. Tarkastelut tehtiin yhteensä 23 000:lle Helen Sähköverkon yleissiirron, aikasiirron ja ohjatun yösiirron asiakkaille.

Uusien liittymien tapauksissa voitaisiin myös kehittää liittymismaksua sellaiseksi, että se ohjaisi huipputehon tarkempaa mitoittamista ja vähentäisi näin ollen ylimääristä "varman päälle" mitoittamista. Täten epäsuorasti myös vaikutettaisiin positiivisesti tehonhallinnan yleistymiseen vähintään uudiskohteissa. Erityisesti suurimmat liittymät on Helen Sähköverkolla ylimitoitettu. Kuvassa 4.4 on esitetty esimerkkinä Helen Sähköverkon 200 A ja 400 A liittymien kuormituskertoimet vuodelta 2018 suuruusjärjestyksessä, mistä nähdään, että 95 % asiakkaista, joilla oli 200 A liittymä, vuoden 2018 kuormituskerroin oli enimmillään 0,5094. Keskimäärin 200 A liittymillä oli kuormituskerroin vain 0,23. Karkeasti voidaan todeta, että 95 % asiakkaista, joilla on 200 A liittymä, olisi voinut käyttää



Kuva 4.4: Helen Sähköverkon 200 A ja 400 A liittymien vuoden 2018 toteutuneet kuormituskertoimet eli huipputuntivirtojen suhde käytettyyn liittymäkokoon (pääsulakkeiden nimellisvirtoihin).

100 A liittymää ja puolet 50 A liittymää. Vastaavasti 400 A liittymillä 95 % asiakkaista olisi pärjännyt 200 A liittymällä ja keskimääräisesti jopa alle 100 A liittymällä. Suuremmilla liittymillä on myös samanlaista ja osittain suurempaa ylivoimaisuutta. Asiakkaan kannalta tällä ei nykyisellä sähköliittymähinnastolla [91] kuitenkaan ole suurta merkitystä. Vaikka 50 A liittymä maksaa 3 450 euroa, joka on noin kolmasosa 200 A liittymän 10 430 euron liittymismaksusta, erotus on pieni liittymiskaapelin pitoajan näkökulmasta.

4.2 Tehonhallintamenetelmät

Kuten on myös tässä työssä esitetty, on jakeluverkkojen toiminta muuttumassa perinteisestä passiivisesta hallinnasta aktiivisempaan suuntaan lähinnä hajautetun sähköntuotannon yleistymisen ja sähköistymistrendien johdosta. Sähköverkkoyhtiöille on muodostunut tarpeita sekä tehon joustoon että yhdessä viranomaisen ja muiden sidosryhmien kanssa sähkömarkkinoiden ja verkkotoiminnan regulaation kehittämiseen.

Jotta jakeluverkkoa voitaisiin hallita aktiivisesti, on kuitenkin saatava tilatietoja katkaisijoiden ja kytkimien tiloista sähköverkossa. Lisäksi tarvitaan hälytysviestejä sekä mittaus-tietoja muuntajien kuormituksista ja sähkövirtojen ja tehojen suunnista. Olennaisia ovat myös jännitetiedot jakeluverkon solmu- ja kuormituspisteistä sekä muut esimerkiksi sähkön laadulliset signaalit, joita hyödyntäen voidaan löytää verkolle sellainen kytkentä, jolla voidaan muun muassa minimoida häviöitä tai asiakkaiden kokemia sähkönjakelukeskeytyksiä. Datan keräämiseksi käytetään muuntamoautomaatiota ja erillisillä mikroprosessoreilla varustettuja kontrollereita. Data pitää tuoda käytönvalvontajärjestelmiin kuten SCADA (engl. *Supervisory Control and Data Acquisition*) ja DMS, jotta sitä voidaan analysoida, ja näiden tietojen perusteella suorittaa mahdolliset kytkennät, jännitteensäädöt ja pätö- ja loistehonsiirrot.

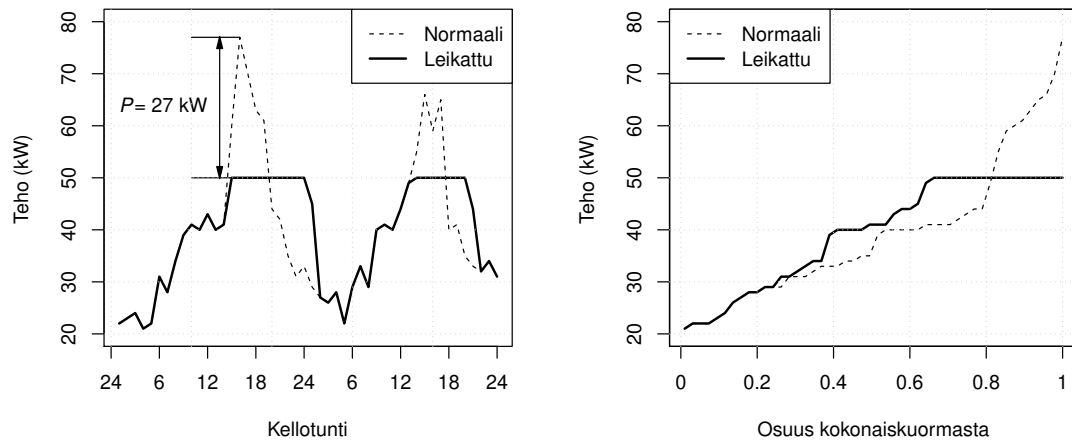
Käytännössä kaikki kerättävissä oleva mittausdata siirretään nykyään keskitettyyn hallintajärjestelmään eri tietoliikenneverkkoratkaisuilla. On esitetty, että tulevaisuudessa nousee ongelma, että jakeluverkkodatan suuren määrän takia tietoliikennejärjestelmien hajautaminen tulee ajankohtaiseksi. Tällöin voitaisiin datan kerääminen toteuttaa siten, että järjestelmälle luotaisiin hierarkia niin, että pienjänniteverkosta välitettäisiin keskijännitemuuntamoille vain olennaista tietoa. Tietoliikennetarkaisujen kehittyessä tämä ei kuitenkaan välttämättä tule tarpeelliseksi.

Keskijänniteverkon automatisointi voi jo olla teknis-taloudellisesti perusteltua muun muassa toimitusvarmuuden parantamisen takia. Helen Sähköverkolla tämä omien muuntamoiden automatisointiaste oli 30 % vuonna 2019. Jakeluverkkoyhtiöt ovat alkaneet kuitenkin kiihtyvästi investoimaan pienjänniteverkkojen automatisointiin. Jakeluverkon kuormitus-tilasta on saatu tietoa verkkotietojärjestelmillä ja niihin sisältyvillä tyyppikäyrillä tehdystä verkostolaskennasta. AMR-mittareiden johdosta on tyyppikäyrät voitu korvata todellisilla toteutuneilla mittaustiedoilla. Edelleen nostamalla muuntamoautomatisointiastetta voidaan tätä kuormitus-tilaa täydentää muun muassa jännite-, virta- ja sähkön laadun hetkellismittauksilla. Muuntamoautomatisoinnin adaptoitumisnopeutta on kiihdyttänyt tietoliikenteen standardoinnin kehittyminen.

Jakeluverkkoyhtiöiden rooliksi joustavassa sähköjärjestelmässä on esitetty olevan eri joustomarkkinoiden mahdollistaja, kun siirrytään kohti dynaamisempaa toimintaympäristöä. Verkkoyhtiöiden tekemä suora asiakkaidensa tehonhallinta AMR-mittareilla suoritettavilla kuormienohjauksella tulee näin ollen todennäköisesti jäämään pois. TEM:n älyverkkotyöryhmä esitti, että näistä ohjauksista tulotaisiin luopumaan 30.4.2021 mennessä [38, s. 13]. Verkkoyhtiölle tulee kuitenkin uusia vastuualueita muuttuneessa toimintaympäristössä. Esimerkiksi jakeluverkkoyhtiöiden tulee mahdollistaa uusien markkinatoimijoiden suorittama kuormienohjaus.

Vuonna 2019 valmistuneessa diplomityössä [6] todettiin, että nykyisen sukupolven mittarijärjestelmä ei ole kelvollinen suureen määrään nopeita tietoliikennekäskeyä, jota kokonaisvaltainen kysyntäjousto vaatisi. Aikanaan sen suunnittelun pääpaino oli tuntimittausdatan keruu sekä kiinteiden kelloaikojen ohjaukset. Lisäksi diplomityössä nostettiin esille, että laajamittaisen järjestelmäkehityksen kannalta nykyiset kysyntäjoustomarkkinoiden hinnat ovat liian alhaiset suhteessa niiden ohjaus- ja todennusvaatimuksiin nähden. Myöskään aikaohjauksien käyttö ei ole enää perusteltua tehonhallinnan näkökulmasta, koska se aiheuttaa verkkoon tehopiikkejä. Nykyiset AMR-mittarit tullaan päivittämään Helsingissä 2020-luvulla. Näiden seikkojen pohjalta esitetään tässä luvussa perinteisiä keinoja liittymä- ja käyttöpaikkatasolla suoritettavaan tehonhallintaan, joita asiakas voi myös itse toteuttaa. Nämä ovat muun muassa

- huipputehon rajoittaminen: laitteiden vuorottelu ja huipunleikkaus
- kuormien ajoittaminen
- taajuusreservitoimintaan osallistuminen

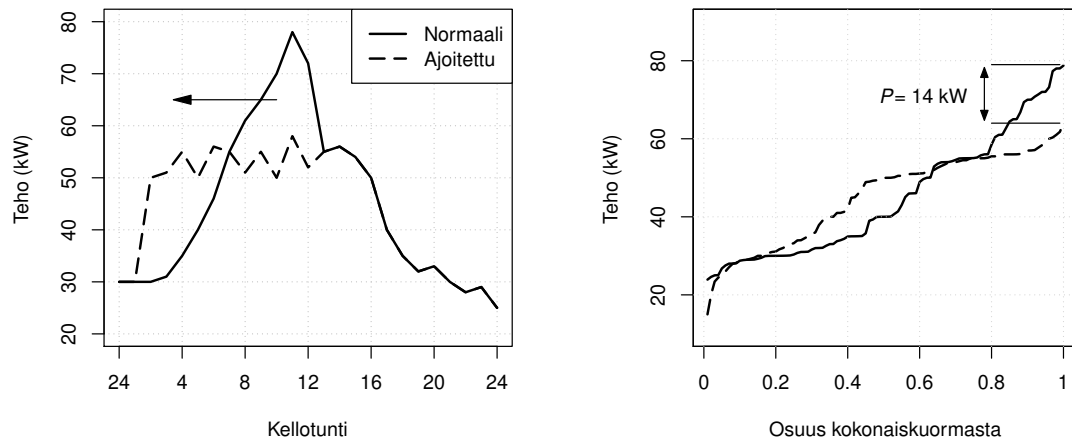


Kuva 4.5: Huipunleikkaus sähkönkäyttöpaikan tuntiprofililla kuvattuna vasemalla. Lataus- ja purkurajana käytetään 50 kW. Pysyvyyskäyrien vertailu oikealla.

Huipputehon rajoittamisella voidaan pienentää sähkönkäyttöpaikan maksimihiipputehoa. Kulutusprofiilissa tämä toiminta näkyy tehohuippujen leikkaantumisena jonkin valitun tehoarvon kohdalla. Tämä voi olla mitattuun tehoon perustuva leikkaus tai suunniteltuun sähkön käyttöön perustuva ohjauslogiikka. Kauan käytössä ollut keino huipputehon rajoittamiseksi on laitteiden vuorottelu, joka perustuu suunniteltuun sähkönkäytön hallintaan. Luvussa 2.4 mainittu niin sanottu SLY-kytkentä on suunniteltu siten, että voidaan esimerkiksi sähkölämmitys kytkeä pois automaattisesti, jos sähkösauna laitetaan päälle (kiasrasteily), tai sähkölieden ollessa päällä sähköautoa ei ladata.

Rajoittaminen voidaan myös toteuttaa sähköenergiavarastolla. Akkuteholähteen käytön etu on, että sähkönkäyttäjän ei tarvitse itse joustaa sähkönkäytössään. Tämän diplomityön yhteydessä tarkastellaan akkuresurssin kyvykkyyttä huipunleikkaukseen toimistokiinteistössä. Akkua voidaan ladata pienen kulutuksen aikaan ja purkaa suuren kulutuksen aikaan, jolloin käyttöpaikan kulutusprofiili saadaan tasoitettua ja vältetään tehopiikeiltä, jotka kasvattavat sähkölaskua, mikäli käytössä on tehotariffi-pohjainen laskutus. Tällaisen sovelluksen toteuttaminen vaatii akkujärjestelmältä vähintään tarvittavan toiminnallisuuden, johon on määritelty akun lataus- ja purkurajat. Lisäksi järjestelmä tarvitsee tehomittaustiedot käyttöpaikan jokaiselta vaiheelta, jotta saadaan tietoa tehon suuruudesta ja suunnasta.

Kuvassa 4.5 on kuvattu yksinkertainen huipunleikkauksella toteutettu käyttöpaikan huipputehonhallinta. Kuvassa vasemmalla on tuntiprofiili normaalitilanteessa ja huipunleikkauksella, jolla on saatu huipputehoa leikattua enimmillään 27 kW, kun lataus- ja purkurajaksi on asetettu 50 kW. Kuvassa 4.5 oikealla on käyttöpaikan pysyvyyskäyrien vertailu, josta nähdään, että käyttöpaikan teho kasaantuu leikkausrajalta sitä enemmän mitä useammin leikattavia ajankohtia esiintyy tuntiprofilissa. Pysyvyyskäyrä siirtyy y-akselilla korkeammalle muina hetkinä, koska akkusähkövarastoa ladataan.



Kuva 4.6: Kuormien ajoittaminen käyttöpaikan tuntiprofililla kuvattuna vasemalla. Pysyvyyskäyrien vertailu oikealla.

Kuormia ajoittamalla voidaan tuntiprofilia muokata halutuksi siten, että valitaan ajankohdat, jolloin sähköverkosta otetaan energiaa. Kuormien ajoitus eroaa laitteiden vuorotTELUSTA siten, että sähköverkosta otettu kokonaisenergia pysyy usein samana, mutta kulutuksen hetkiä muokataan, jolloin huipputehon arvo oletettavasti myös pienenee. Lämmityksen energiantarve toisaalta kasvaa, koska sen hyötysuhde ei ole 100 %. Suomessa monella sähköverkkoyhtiöllä on eräänä tuotteena kaksiaikatariffi sähkönsiirrossa: päivä- ja yösähkö. Aikatariffi otettiin alunperin käyttöön insentiivinä kuluttaa sähköä myös öisin, jotta tehotasapainon ylläpitäminen olisi silloin pienien kulutuksien aikana helpompaa. Nykyään aikatariffi aiheuttaa siirtymisajankohtina sähköverkkoihin tehopiikkejä samanlaisien kytkentöjen takia, mikä todettiin myös Helsingin osalta diplomityössä [6].

Tehopiikkiongelmia voidaan lieventää kuormien ajoittamisella tai tehopohjaisella siirtotariffilla. Yleinen tapa on käyttää niin kutsuttua *"valley-filling"* -keinoa, jossa tuntiprofilissa esiintyvät tehokuopat tasoitetaan siirtämällä kuormituksia aikajanalla kuten kuvassa 4.6. Graafisesti tätä ollaan myös havainnollistettu liittymän ottotehon pysyvyyskäyrien vertailulla käyttöpaikan ollessa normaalissa sähkönkulutuksessa ja päätötehovalvintasovelluksessa kuvassa 4.6 oikealla.

Käytännössä tämä on toteutettavissa esimerkiksi relekytkentäisien kuormien ajastusta muokkaamalla. Esimerkiksi kuvassa 4.6 tuntiprofiili esittää tilannetta, jossa työpaikalla on käytössä sähköenergialla toteutettu lämmitys, joka kytketään päälle työntekijöiden saapuessa työpaikalle, jolloin työkoneiden, lämmityksen ja muiden laitteiden kokonaiskuormituksen piikki on havaittavissa aamutunneilla. Tämä voidaan tasoittaa kytkemällä lämmitys päälle aikaisemmin, jolloin päästään samaan lopputulokseen, mutta sähkönkäyttöpaikan huipputeho on kuitenkin tässä esimerkissä noin 14 kW vähemmän. Tällainen lämmityskuormien ajoittaminen on saavutettavissa yksinkertaisilla toimenpiteillä johtuen lämmityskuormien lämpöenergian varastointiominaisuuksista.

Myös valaistuksen laiteryhmiä ajoittaminen (mm. aikakatkaisut) on varteenotettava vaihtoehto. Voidaan myös hyödyntää erilaisia väylätekniikoita, joilla valaistus optimoidaan esimerkiksi työpaikalla työntekijöiden työkäyttäytymisen mukaiseksi. Lisäksi ilmastointia voidaan säätää siten, että hyödynnetään tarkempia hiilidioksimittauksia yhdessä kellon-aikaohjauksien kanssa. Valaistuksen ja ilmastoinnin säädöt ovat käytännössä energiatehokkuustoimia, mutta niiden oikealla ajoittamisella voidaan pienentää sähkönkäyttäjän tehon tarvetta automaattisesti ilman, että käyttäjän kokee muutoksia esimerkiksi asuin- ja työtilojen viihtyvyydessä.

Taajuusreservitoiminta on markkinaohjattua pätötehonhallintaa. Suomessa taajuusreserveillä tarkoitetaan Suomen kantaverkkoyhtiön, Fingrid Oyj:n, ylläpitämiä tajuuden vakautusreserviejä FCR (engl. *Frequency Containment Reserve*) ja taajuuden palautusreserviejä FRR (engl. *Frequency Restoration Reserve*) [92]. Näiden reservien tarkoitus on ylläpitää tehotasapaino sähköjärjestelmässä. Yksittäisen kuluttajan on haastavaa osallistua reserveihin vaadittavan säätöresurssin koon sekä osallistumisoikeuden kustannuksien takia. Käytännössä osallistuminen on mahdollista aggregointipalvelun kautta. Aggregoinnissa pienemmät yksittäiset säätöresurssit kootaan yhteen kokonaisuuteen, jolla vähimmäisvaatimukset toteutetaan. Koska taajuusreserveillä ylläpidetään koko sähköjärjestelmän tehotasapainoa, eivät ne ole riippuvaisia yksittäisen jakeluverkkoyhtiön tai asiakkaan kuormitustilanteesta. Yleensä yksittäisen pienen toimijan insentiivinä osallistua taajuusreservieihin on lisäarvon hakeminen tehonhallintaresurssin käyttämiselle. Seuraavaksi on tiivistetty reservien tarkoituksia ja velvotteita.

FCR-N taajuusohjattua käyttöreservii (engl. $N = normal$) käytetään jatkuvaan taajuuden hallintaan pätötehoresursseilla, ja se aktivoituu automaattisesti taajuuden muutoksista normaalitaajuusalueella 49,9–50,1 Hz. Käyttöreserviiin vuosi- tai tuntimarkkinoilla osallistuvan säätöresurssin koko on oltava 0,1–5 MW.

FCR-D taajuusohjattu häiriöreservi (engl. $D = disturbance$) pyrkii vakauttamaan taajuuden 49,5 Hz:iin taajuuden laskiessa normaalitaajuusalueen alapuolelle. Häiriöreserviiin vuosi- tai tuntimarkkinoilla osallistuvan säätöresurssin koko on oltava 1–10 MW.

aFRR automaattinen (a) taajuudenhallintareservi aktivoidaan pohjoismaisen synkronialueen taajuuspoikkeamasta. Tarvittava teho taajuuden palauttamiseksi lasketaan Norjan kantaverkkoyhtiön Statnetin käytönvalvontajärjestelmässä. Reservinhalitijoiden on 5 minuutin kuluttua aktivointisignaalin saatuaan aktivoitava reservinsä kokonaisuudessaan. Reserviiin osallistuvan säätöresurssin vähimmäiskoko on 5 MW.

mFRR on manuaalinen (m) tajuudenhallintareservi, jonka resurssit aktivoidaan tehotasapainon hallitsemiseksi normaali- ja häiriötilanteissa manuaalisesti Fingridin kantaverkkokeskuksesta. Tuotannon ja kuorman haltijat voivat jättää reserviiin ylös- tai alassäätötarjouksiaan, joiden vähimmäiskoko on 10 MW (5 MW elektronisella aktivoinnilla) 15 minuutin kuluessa.

FFR on nopea taajuusreservi (engl. *Fast Frequency Reserve*), jolla kantaverkkoyhtiöt pyrkivät hallitsemaan sähköjärjestelmän pienen inertian tilanteita, jolloin nykyiset vakautus- ja palautusreservit ovat riittämättömiä hitaudensa vuoksi. Reserviin osallistumisen yhteydessä reservinhaltija valitsee reservinsä aktivointitaajuuden, joka määrittelee suurimman sallitun aktivointiajan reserville. Aktivoinnin vähimmäiskeston määrittelee resurssin deaktivoit nopeus. Reservi on valmisteluvaiheessa ja sen arvioitu käyttöönotto on tämän diplomityön kirjoittamisen aikaan vuonna 2020.

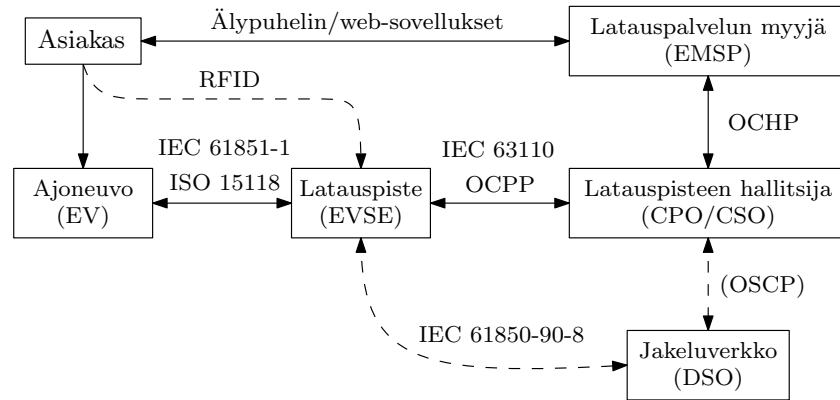
4.3 Tehonhallintaresurssit ja niiden käyttäminen

Tehonhallintaresursseilla tarkoitetaan tässä diplomityössä resursseja, joilla voidaan suorittaa pätötehonhallintaa. Myös loistehonhallintaan liittyy erilaisien komponenttien käyttö, mutta niitä ei tässä tarkastella tarkemmin. Pätötehonhallintaan hyödynnettäviä resursseja ovat muun muassa erilaiset energiavarastot, joiden avulla voidaan energiaa hallita varastoimalla ja käyttämällä sitä halutulla ajanhetkellä. Yksittäiset komponentit, joilla voidaan ohjata erilaisia kuormia, ovat myös tehonhallintaresursseja. Esimerkkinä on jo kauan Suomessa käytössä olleet AMR-mittareihin kytketyt sähkölämmityskuormat, joilla voidaan suorittaa relekytkentöjä. Lisäksi erilaiset koti- ja teollisuusautomaatiojärjestelmät voidaan mieltää tehonhallintaresursseiksi, jos niillä voidaan ohjata kuormia esimerkiksi mittaus tietojen perusteella. Tehonhallintaresurssit, joita tässä työssä tarkastellaan ovat sähköautojen latauspisteet sekä akkuteholähde.

Älykkäiden latauspisteiden käyttäminen

Latauspisteet voivat osallistua tehonhallintaan, mikäli niillä on riittävä ohjauslogiikka perustuen joko paikalliseen mittaukseen tai etäohjaukseen. Kokonaisvaltaisempi käyttö saadaan näistä jälkimmäisellä eli pilviteknologialla, joka yhdistää hallintajärjestelmän ja latauspisteet. Euroopassa ja joissakin Yhdysvaltojen osavaltioissa protokollana toimii nykyään useimmiten OCA:n (engl. *Open Charge Alliance*) kehittämä OCPP (engl. *Open Charge Point Protocol*), jolla voidaan yhdistää eri valmistajien latauspisteet yhteen pilvessä toimivaan backendiin [93]. Vuonna 2019 uusin käytössä oleva versio on OCPP 2.0, jonka tiedonvaihto toteutetaan JSON-tiedostoilla [94]. OCPP toimii syntaksina latauspisteiden ja hallintajärjestelmän välillä, mutta sitä ei kuitenkaan ole virallisesti standardisoitu. Tämä hidastaa sen adaptoitumisen nopeutta.

Vaikkakin tekniikka mahdollistaa jo hyvinkin älykkäitä latausjärjestelmiä, on tärkeää luoda standardisoitu, joustava, turvallinen ja skaalattava latausjärjestelmän malli, jotta lisäinvestoinnit varmistettaisiin ja käyttäjäkokemus olisi mielekäs. Tämän työn kirjoittamisen aikaan on tekeillä kansainvälinen IEC 63110 -standardi, jossa on tavoitteena määritellä kommunikaatorajapinta latauspisteiden (engl. *EVSE - Electric Vehicle Supply Equipment*) ja niiden hallitsijoiden (engl. *CPO/CSO - Charge Point Operator/Charging Service Operator*) välillä. Kuvassa 4.7 on esitetty tyypillinen sähköautojen latausinfrastruktuurin tietoliikenneverkko sisältäen eri tahojen välisten kommunikaatioprotokollat sekä mahdol-



Kuva 4.7: Sähköautolatauksen tietoliikenneverkko, perustuu lähteisiin [95][97].

liset standardit. Asiakas voi antaa latauskäskyn latauspisteelle, johon on yhdistetty sähköajoneuvo, hyödyntämällä etätunnistimella (RFID, engl. *Radio Frequency Identification*) varustettua henkilökohtaista tai jaettua korttia. Latauspisteen ja ajovoima-akun akkujärjestelmän välinen tiedonsiirto on määritelty standardissa IEC 61851-1.

Energian verkkoon syöttöä käsitellään puolestaan standardissa ISO 15118. Latauspisteet ovat jakeluverkon näkökulmasta hajautettuja tuotantoresursseja, jos ne syöttävät verkkoon sähkötehoa. Standardissa IEC 61850-90-8 määritellään tämä latauspisteen kautta verkkoon kytketyn sähköauton tietomalli. OSC-protokolla (engl. *Open Smart Charging Protocol*), jota tosin ei enää aktiivisesti kehitetä, mahdollistaa latauspisteen ja jakeluverkon hallitsijoiden välisen kuormitusennusteiden kommunikaation [95, s. 22]. Kuvassa on lisäksi esitetty latauspalvelun myyjä (engl. *Electric Mobility Service Provider*), jonka kommunikaation CPO:n kanssa mahdollistaisi OCHP (engl. *Open Clearing House Protocol*). Myyjä voi myös olla latauspisteen hallitsija [96].

Esitetyt tahot ja niiden väliset suhteet tulevat todennäköisesti vielä muuttumaan ennen kuin selkeä standardisoitu menettelytapa on vakioitunut. On kuitenkin tärkeää ymmärtää, miten latauspisteitä käytetään, jotta niillä suoritettavista tehonhallintamenetelmistä saataisiin holistinen kuva.

Kuormaa voidaan ohjata latauspisteillä siten, että koko latausryhmän ottoteho jaetaan pisteiden kesken siten, että tehosumma rajoitetaan halutuksi. Toiminta voidaan toteuttaa OCP-protokollalla siten, että latausryhmän keskitetty hallintajärjestelmä lähettää latauspisteille yhden tai useamman latausprofiilin. Latauspisteet vastaavat lähettämällä vuorolleen latausaikataulun tai vaihtoehtoisesti lataustarpeestaan tiedon hallintajärjestelmälle sähköautojen ajovoima-akuilta saatujen tietojen perusteella. Toisaalta voidaan myös rajoittaa latauspisteiden ryhmän yhteenlaskettua tehoa myös ilman, että tarvitaan tietoa akkujen varaustilasta.

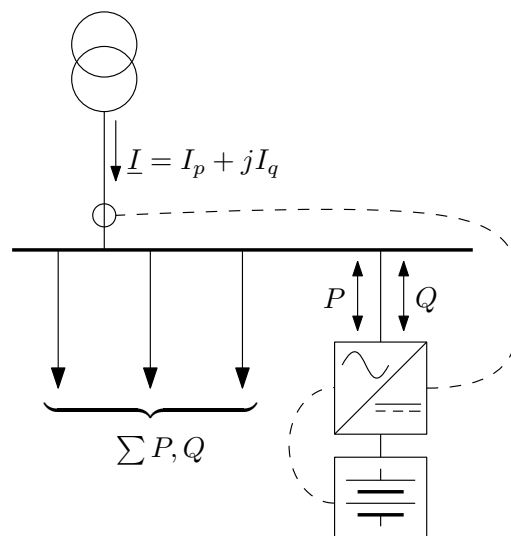
Lisäksi latauspisteet yhdessä niiden hallintajärjestelmän kanssa mahdollistavat kiinteistö sähköverkon tehonhallinnan optimoinnin. Aurinkopaneelien tai tuulivoimalan tuotantoa voidaan ohjata jakeluverkon, sähköautojen akkujen ja muiden laitteiden kesken tavoilla, joilla voidaan muun muassa parantaa hajautetun tuotantoresurssin käyttöastetta, maksimi-

moida taloudellinen hyöty tai minimoida sähkön siirtomaksu. Mikäli sähköautolatauspisteen käyttöaste on korkea, voidaan harkita siinä latauksessa olevan ajoneuvon ajovoimakun hyötykäyttöä sähköjärjestelmän ylläpidossa. Pilviteknologia mahdollistaa usean latauspisteen aggregoinnin yhdeksi kokonaisuudeksi, joka voidaan viedä esimerkiksi taajuusohjatuille reservimarkkinoille. Käytännössä CPO vastaa siitä, miten latauspisteitä (EVSE) käytetään. On mahdollista, että latausryhmien käyttäytyminen on homogeenistä saman käyttötarkoituksen rakennuksissa, mutta esimerkiksi maantieteellisesti eriävät kohteet saattavat käyttäytyä poikkeavasti toisistaan. Tämän takia CPO:n tulisi aina optimoida latausryhmän käyttö kohteittain.

Akkuteholähteen käyttäminen

Kansainvälinen IEC 62933 -standardisarja kattaa sähkövarastojärjestelmiltä vaaditut tekniset tunnusluvut, käyttöönottestit sekä toiminnallisuudet verkkoon kytketyiltä järjestelmiltä. Lisäksi sarjassa määritellään tiedonsiirto eri osajärjestelmien ja rajapintojen välillä sekä huomioitavat ympäristö- ja turvallisuustekijät. Akkuresurssilla voidaan suorittaa huipunleikkausta, tasata säästä riippuvaisen voimalaitoksen tuotantoa ja osallistua teknisten vaatimuksien täytyessä jokaiseen käytössä olevaan taajuusreserviin. Akkua hyödyntävän sähkönkäyttäjän ei tarvitse itse joustaa omassa sähkön kulutuksessaan. Kuvassa 4.8 on esitetty, kuinka akku voidaan liittää osaksi kiinteistösähköverkkoa.

Sähköautojen latauskuorman huipunleikkaus akulla eroaa latauspisteillä suoritettavasta tehonhallinnasta siten, että akulla voidaan varmistaa, että sähköautojen tehon tarve tyydytetään määritellyssä ajassa. Sähköautojen ohjaamaton lataus aiheuttaa merkittävän tehopiikin syöttävään sähköverkkoon. Tämä tehopiikki voidaan leikata akkuteholähteellä tehokkaasti. Näin ollen myöskään sähköajoneuvon käyttäjän ei tarvitse muuttaa käyttäytymistään, joka muussa tapauksessa voisi johtaa esimerkiksi korkeampaan tehomaksuun. Lisäksi akkuteholähteellä voidaan kompensoida muiden kuormien loistehokulutusta.



Kuva 4.8: Kiinteistösähköverkko, jonka pätö- ja loisottoa jakeluverkosta voidaan minimoida käyttämällä akkuresurssia.

Akkuresurssin selkeä etu tyypilliseen ohjattavaan kuormaan tai tuotantoon tai muuhun sähköenergiavarastoon on nopea vasteaika, modulaarisuus ja korkea hyötysuhde. Toisaalta akkujen nimelliskapasiteettia voidaan pitää rajoittavana tekijänä. Jotkin reservituotteet kuten taajuusohjattu käyttöreservi vaativat taajuuden sekä ylös- että alassäätöä, jolloin akkua voidaan hyödyntää tajuusohjatuilla markkinoilla vain 0,5 -kertaisesti, koska ei voida tietää, kokeeko akku tarjousaikana lataus- vai purkukäskyn. Täten akut soveltuvat tällä hetkellä parhaiten lähinnä vuorokausitason energiavarastointiin. Nimelliskapasiteettiongelman ja yleisen akkujen penetroitumisasteen vuoksi monia akkuresursseja pitää aggregoida, jolloin niiden yhteenlaskettu kapasiteetti täyttää tajuusreservien tekniset vaatimukset.

Kantaverkonhaltija Fingrid on julkaissut sähkövarastoja koskevat järjestelmätekniset vaatimukset [98], jota sovelletaan suuntaajakytketyille sähkövarastoille, kuten akuille, Suomen sähköjärjestelmään kytkeytymiselle. Sähkövarastoilla tarkoitetaan tässä laitteistoja, joiden mitoitusteho on vähintään 0,8 kW. Lisäksi vaatimukset luokittelevat eri sähkövarastot niiden liittymispisteen jännitetasojen perusteella. Järjestelmäteknisillä vaatimuksilla pyritään varmistamaan muun muassa, että sähkövarasto kestää sähköjärjestelmän jännite- ja taajuusvaihtelut ja että se tukee sähköjärjestelmän toimintaa häiriötilanteissa niiden aikana ja jälkeen (engl. *Fault-Ride-Through*) ja että Fingridillä on käytössä sähköjärjestelmän käytön suunnitteluun ja käyttövarmuuden ylläpitoon tarvittavat tiedot sähkövarastosta. Tavoitteena vaatimuksilla on tasapuolisten ja syrjimättömien kilpailuolosuhteiden takaaminen sähkönsisämarkkinoilla, sähköjärjestelmän käyttövarmuuden varmistaminen sekä yhtenäisten liityntäehtojen luominen verkkoliitynnöille.

Tässä luvussa esiteltiin pääperiaatteita pätötehonhallinnalle sähköjärjestelmän eri tasoilla. Näitä toiminnallisuuksia tulee yleensä käytetään automaattisesti ja nopeasti. Ratkaisuksi on esitetty erilaisia algoritmeja, jotka voidaan jakaa ennustaviin ja operatiivisiin algoritmeihin. Ennustavilla algoritmeilla voidaan esimerkiksi optimoida sähkönkulutuksen ajankohdat hinta- ja kulutusennusteiden pohjalta. Operatiiviset algoritmit perustuvat mittaustietoihin, joiden avulla suoritetaan tarvittavat toimenpiteet.

5 LATAUSKUORMAN MALLINTAMINEN

Jotta voitaisiin analysoida tehonhallinnan vaikutuksia pienjänniteverkon mitoittamiseen, on tarkasteltava tilanteita, joissa sähköverkkoa kuormitetaan merkittävästi. Tämän diplomityön kirjoittamisen aikaan on havaittavissa sähköntuotannossa ja -kulutuksessa muutoksia, mutta datan riittävyys tuo haasteita. Erityisesti sähköajoneuvojen latauskuormaa on haastava ennustaa verkon mitoittamisessa. Tässä työssä eräänä tutkimuskysymyksenä on, kuinka sähköajoneuvojen latauskuorman käyttäytymistä voidaan analysoida tehon tarpeen näkökulmasta sähköjakeluverkkoja mitoittaessa. Tässä luvussa on vastauksena esitetty malli, jonka avulla tätä voidaan simuloida. Seuraavaksi esitetään tämän mallin rakentaminen ja perusteellaan sen parametrien valinnat. Ensin tulee määritellä ne reunaehdot, joiden puitteissa toimitaan. Olennaista on päättää, minkälaista latausta mallinnetaan. Kuten luvussa 3 esitettiin, pienjänniteverkon tapauksessa erityisesti liittymien ja jakelumuuntajien huipputehot ovat sellaisia tekijöitä, jotka vaikuttavat verkon mitoittamiseen. Tämä tutkimusongelman määritelmä on pohjana seuraavissa alaluvuissa. Tässä luotua mallia voidaan käyttää sekä luvun 6 että luvun 7 tutkimuksissa.

5.1 Herkkyysparametrien valitseminen

Tässä luvussa käsitellään niitä sähköajoneuvon latauksen teknisiä tunnuslukuja, joita voidaan esittää yhtälöillä. Lataukseen vaikuttaa lisäksi mahdollinen käytettävä tehonhallinta, jota käsitellään seuraavassa luvussa 5.2. Käsitellään ensin lataustekniikkaa, joka voidaan jakaa vaihtosähkö- ja tasasähkölatauksiin. Näistä jälkimmäisellä latausnopeus eli sähköauton ajovoima-akulle saatettava teho on huomattavasti suurempi, koska latauskohteessa voidaan hyödyntää suuritehoista keskitettyä tai hajautettua tasasuuntaajaratkaisua. Sähköenergia voidaan siirtää näin ollen ilman ajoneuvon laturia suoraan akun kennoille. Tällöin rajoitteiksi nousevat ensisijaisesti kennojen nimellisjännitteet sekä lämpötilat, eikä sisäisen laturin nimellisteho.

Vaihtosähkölatauksella akuston varauksen saattaminen halutulle tasolle on hitaampaa, koska sähköjakelu täytyy rajoittaa teknisten seikkojen kuten edellä mainitun nimellistehon sekä myös jakeluverkon pääjännitteen ja latauskohteen sulakekokojen vuoksi. Lataustapojen tekniset tunnusluvut ja niiden laitteistovaatimukset on määriteltä SFS-EN 61851-1 -standardissa. Induktiivista latausta ei tässä työssä tarkastella, mutta sen tekniikkaa käsitellään IEC 61980 -standardisarjassa. Liitteessä A on esitetty tämän työn kannalta olennaisten lataustapojen tiivistelmä.

Vaikka tasasähkölatauksella kyetään suurempiin lataustehoihin, ei toimistokiinteistöihin kuitenkaan ole mielekästä asentaa tasasähköllä toimivia sähköautojen niin sanottuja pikalatauspisteitä. Suurin syy tälle on, että toimistoissa vietetty keskimääräinen aika, joka yleensä on työpäivän verran eli noin 8 tuntia, on riittävän pitkä tyypillisen sähköauton ajovoima-akun varauksen saattamiseksi vaihtosähkölatauksella niin korkeaksi, että se kykenee normaalin arkipäivän vaatimien ajomatkojen suorittamiseen. Tällöin latauspisteen hankkijalla ei ole teknis-taloudellista perustelua investoida tasasähkölatauspisteisiin. Latauskuorman malliin täytyy siis tehdä lataustehojen P_{lat} valinta vaihtosähkölataustapojen joukosta (5.1).

$$P_{lat} = \begin{cases} 230 \text{ V} \cdot 16 \text{ A} = 3,68 \text{ kW} & \text{tapa 1} \\ \sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 16 \text{ A} = 11,09 \text{ kW} & \text{tapa 2} \\ \sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 32 \text{ A} = 22,17 \text{ kW} & \text{tapa 2} \\ \sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 63 \text{ A} = 43,65 \text{ kW} & \text{tapa 3} \end{cases} \quad (5.1)$$

Jos tutkittaisiin vain verkon absoluuttista maksimikuormitustilannetta, tapa 1 tulisi rajata pois tarkastelusta, koska se on pienitehoisin. Tällöin ei kuitenkaan käsiteltäisi hybridiajoneuvoja, koska niiden sisäisten latauslaitteistojen ottoteho käyttää usein tavan 1 lataustehoa. Todettakoon, että lataustapaan 1 liittyy sähkön laadullinen kysymys, mikäli latauspisteitä ei ole asennettu vaihekiertoa hyödyntäen. Tällöin saattaa kiinteistön jake-luverkkoon syntyä vaihe-epäsymmetria, mutta sitä ei tässä työssä käsitellä. Jos haettaisiin vain suurinta kuormitusta, jäljelle jäisi ainoastaan tapa 3, koska sillä saadaan suurin latausteho. Tässä kohtaa on kuitenkin huomioitava ajoneuvojen sisäisten latauslaitteistojen tehot, jotka usein rajoittavat lataustehon tavan 2 mukaiseksi. Olisi myös kohtuutonta rajata hybridit ulos tarkastelusta.

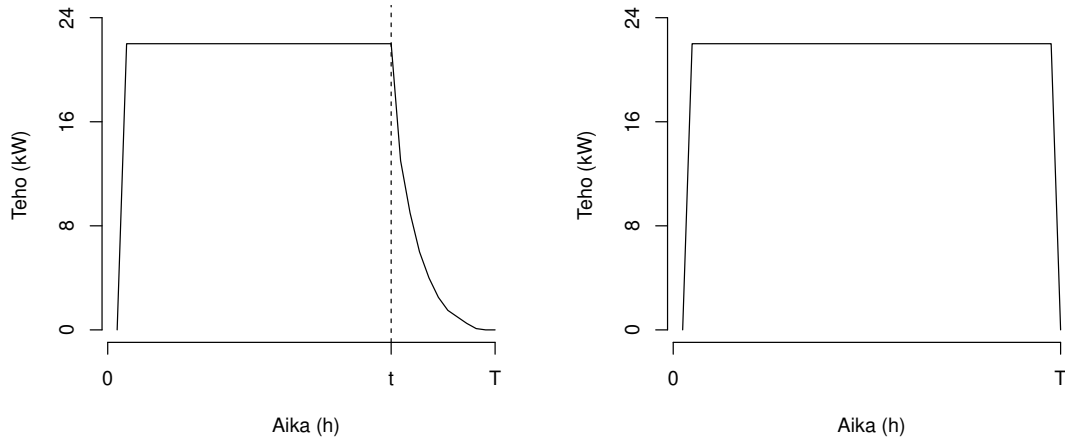
Jotta saataisiin siis riittävän kattava ja realistinen mallinnus latausteholle, tulee näin ollen lataustavat 1 ja 2 huomioida mallissa. On huomionarvoista, että lataustavalla 3 voidaan myös säätää latausvirtaa, jolloin kyetään tapojen 1–2 mukaisiin lataustehoihin. Lataustapahtumassa ajovoima-akun ottama kokonaissähköenergia E_{lat} on ajoneuvon lataustehon P_{lat} määrätty integraali latausjaksolta yhtälön (5.2) mukaisesti.

$$E_{lat} = \int_{t=0}^T P_{lat}(t) dt, \quad (5.2)$$

missä T on latausjakson pituus. Näin ollen tulee tarkastella, kuinka teho P_{lat} käyttäytyy tämän ajanjakson aikana. Kuvassa 5.1 on esitetty tavan 2 suurin sallittu vaihtosähkölataustapahtuman latausteho ajan funktiona, kun käytössä on tyypillinen litiumioniakun latausprofiili. Yhtälöparilla (5.3) voidaan esittää vakiovirta- ja vakiojännitelataus.

$$P_{lat}(t) = \begin{cases} \sqrt{3}UI & \text{vakiovirtalataus} \\ \sqrt{3}UIe^{-\tau/t} & \text{vakiojännitelataus,} \end{cases} \quad (5.3)$$

missä τ on akun ominainen aikavakio ja t on ajanhetki. Tämän työn tutkimuksen puitteissa latausprofiili yksinkertaistetaan noudattamaan kuvassa 5.1 oikeanpuoleista käyrämuotoa.



Kuva 5.1: Vasemmalla tyypillinen litiumioniakun latausprofiili. Vakiovirtalataus, kun $0 \leq \text{aika} \leq t$. Vakiojännitelataus, kun $t < \text{aika} \leq T$. Oikealla laskentamallia varten yksinkertaistettu latausprofiili.

Tässä jätetään näin ollen huomioimatta vakiojännitelataus. Koska tarkasteltavana aika-resoluutiona on kuitenkin tunti AMR-mittausdatan takia, saadaan tällä tavalla riittävän tarkka mallinnus lataustehon ajallisesta vaihtelusta lataustapahtumassa, ja yhtälöparia (5.3) ei tarvitse käsitellä jokaisen ajoneuvon kohdalla erikseen.

Jakeluverkon näkökulmasta latausenergian E_{lat} suuruuteen vaikuttavat myös latausjärjestelmän ja jakeluverkon siirtohäviöt. On syytä esittää lataustapahtuman energiyhtälö (5.4), jotta hahmotettaisiin lataustapahtuman mallintamiseen liittyvät komponentit.

$$E_{lat} = E_v + E_h = dE_k + E_h, \quad (5.4)$$

missä E_v on ajoneuvon ajovoima-akun energiavaje, E_h on lataustapahtumaan liittyvät häviöt, d on ajosuoritteen pituus ja E_k on ajoneuvon ominaiskulutus, jota voidaan myös kutsua energiatehokkuudeksi. Energiavaje on se määrä sähköenergiaa, jonka sähköauton ajovoima-akku tarvitsee jakeluverkosta lataustapahtuman aikana, mutta on huomioitava, että se ei ole energiamäärä, joka jakeluverkossa tulee siirtää. Tällöin on myös huomioitava häviöt E_h , jotka koostuvat sähkönsiirron sekä latausjärjestelmän häviöistä. Helen Sähköverkolla on sisäisesti tutkittu, että sähkönjakelussa syntyvä häviö on 3 prosentin luokkaa. Täten voidaan tässä yhteydessä yksinkertaistaa sähköverkon häviöt hyötysuhteeksi $\eta_{sj} = 0,97$.

Latausjärjestelmän häviöillä puolestaan tarkoitetaan vaihtosähkölatauksessa ajoneuvon laturin eli tehoelektroniikan häviöitä sekä akkukennojen jäähdytysjärjestelmän kuluttamaa energiaa. Nämä vaihtelevat automalleittain. Latausjärjestelmän tehokkuuden variaatio jakeluverkosta otettuun latausenergiaan E_{lat} ei kuitenkaan ole merkittävä suhteessa muihin komponentteihin, joten sen hyötysuhteesta voidaan käyttää diskreettiä arvoa $\eta_{lj} = 0,90$.

Yhtälö (5.4) ei ole kuitenkaan yleispätevä, koska siinä esiintyvät suureet eivät ole toisistaan

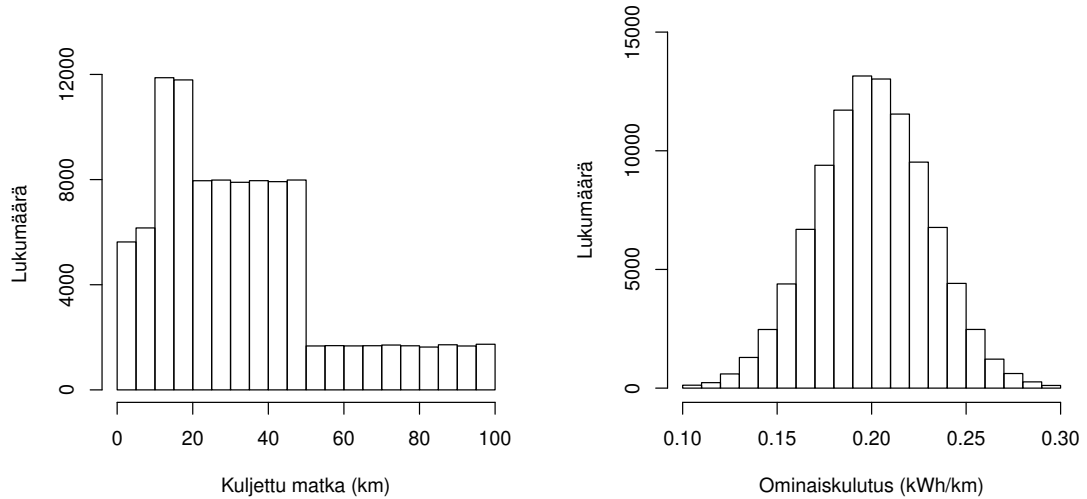
riippuvaisia ja koska niihin vaikuttavat käytetty ajoneuvo sekä ihmisen käyttäytyminen. Koska yhtälössä (5.4) ovat termit E_v , E_k ja d , jotka käyttäytyvät stokastisesti, ei sitä voida ratkaista analyyttisesti. On siis luotava yhtälö, jolla voidaan muodostaa tilastollinen ratkaisujoukko lataustapahtuman kokonaisenergian arvolle. Tätä varten on haettava ne reunaehdot, joita edellä mainitut termit noudattavat.

Reunaehdot voivat olla joko diskreettejä arvoja tai vaihtoehtoisesti jakaumia, joilla on tässä tapauksessa jokin maksimi ja minimi. Reunaehtojen valinnan jälkeen voidaan muodostaa yleispätevä yhtälö lataustapahtuman energian tarpeelle. *Tätä yhtälöä voidaan ohjelmallisesti iteroida niin monta kertaa, että löydetään riittävällä varmuudella vastaus latauskuorman tehon tarpeen vaikutuksesta sekä sen ajankohdista valitulta aikajaksolta.* Ratkaisujoukko on näin ollen jakauma, josta saadaan tietoon esimerkiksi lataustapahtumien maksimilataustehon arvo sekä sähkönjakeluverkon kannalta mitoitusarvot, joiden ylitystodennäköisyydet ovat 1 % ja 5 %, sekä myös näiden tehojen ajankohdat.

Matkasuoritteiden pituuden valinnassa hyödynnetään vuonna 2016 valmistunutta valtakunnallista henkilöliikennetutkimusta, jonka yhteydessä Helsingin kaupunki teetti lisäotoksen [99]. Julkaisussa on esitetty Helsingin seudun asukkaiden henkilöautoilla kuljettujen matkasuoritteiden pituusjakauma. Matkasuoritteella tarkoitetaan yhden matkan pituutta kilometreissä. Lataustapahtumassa tulee määritellä, kuinka monta matkaa ajoneuvo on kulkenut ennen latauksen aloittamista. Toisin sanoen täytyy valita, kuinka usein sähköautoja ladataan. Lataus voi siis tapahtua aina, kun matkasuoritteiden määrä on suurempi tai yhtä suuri kuin 1, jolloin määrä on kerroin kuljettujen matkojen pituusjakaumalle.

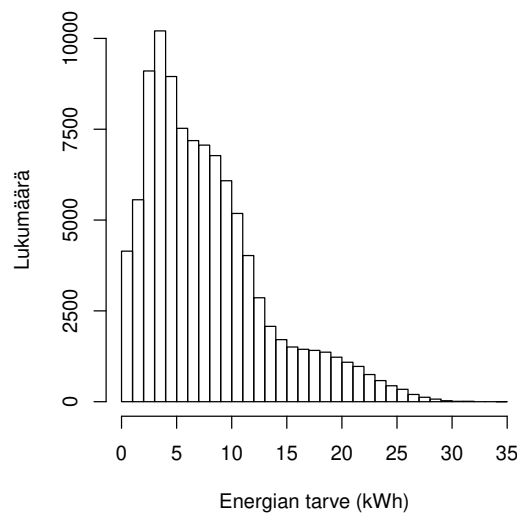
Tässä tapauksessa voitaisiin kertoimena käyttää ≥ 2 , joka edustaisi tilannetta, jossa sähköautoja ei ladata lainkaan kodeissa. Tämä on kuitenkin epärealistinen skenaario, joka antaisi turhan suuria latausenergioita. Kertoimeksi pituusjakaumalle valitaan 1, joka tarkoittaa skenaariota, jossa autoja ladataan myös työpaikkojen ulkopuolella kuten asuinrakennuksissa tai julkisissa latauspisteissä. Näin ollen oletetaan myös, että sähköajoneuvojen ajovoima-akkujen varaustila on aina täynnä ennen työmatkalle lähtöä. Kuvassa 5.2 vasemmalla on esitetty Helsingin seudun henkilöautoilla kuljettujen matkojen pituusjakauma D , kun matkojen määrä on 100 000 kpl. Lukumäärä voidaan myös muuttaa todennäköisyydeksi, mutta sillä ei ole merkitystä saatuun ratkaisujoukkoon.

Kuljetun matkan määrittelyn jälkeen on valittava ajoneuvon ominaiskulutus, eli montako yksikköä sähköenergiaa se tarvitsee tuottaakseen kineettisen energian, jolla se kykenee liikkumaan matkaa yhden yksikön verran. Ajoneuvovalmistajat ilmoittavat yleensä mallinsa energiatehokkuuden, mutta se voidaan myös laskea ajovoima-akun nimelliskapasiteetin ja WLTP- tai NEDC-standardin [100] määrittelemän toimintasäteen avulla. ST-kortissa 13.31 [57] on esitetty, että kulutuksen arvona tulisi käyttää 20 kWh per 100 km latausjärjestelmän mitoittamisessa. Hyväksikäytetään ominaiskulutukselle leikattua normaalijakaumaa väliltä 10–30 kWh per 100 km. Oletetaan odotusarvon olevan ST-kortissa mainittu ohjearvo sekä keskihajonnan olevan 0,03 kWh/km, jolloin voidaan muodostaa ajoneuvojen ominaiskulutuksien eli energiatehokkuuksien jakauma E_k , joka on esitetty kuvassa 5.2 oikealla.



Kuva 5.2: Vasemmalla Helsingin seudun henkilöautoilla yhden päivän aikana kuljettujen matkojen pituusjakauma D , kun matkoja on 100 000 kpl. Oikealla ajoneuvojen ominaiskulutuksen jakauma E_k , jonka odotusarvo on 0,20 kWh/km ja keskihajonta on 0,03 kWh/km.

Kuten jo mainittiin, ovat latausenergiatarpeen termit toisistaan riippumattomia, jolloin voidaan käsitellä niiden tuloa ilman korrelaatiomatriisia. Näin ollen saadaan lataustapahtuman energiatarpeelle tilastollinen ratkaisujoukko. Tämä yhden ajoneuvon lataustapahtuman kokonaisenergian tarpeen jakauma E_{lat} on esitetty kuvassa 5.3. Ratkaisujoukosta luotu jakauma esittää ajoneuvokohtaisen lataustapahtuman energian tarpeiden määriä ja niiden vastaavia todennäköisyyksiä. Näin ollen voidaan jakaumasta ottaa satunnaispöiminta (merkitään symbolilla \sim), joka on yhden ajoneuvon lataustapahtuman energian tarve. Edelleen summaamalla näitä satunnaispöimintoja saadaan koko sähköajoneuvoujoukon lataustapahtuman energian tarve.



Kuva 5.3: Ajoneuvokohtainen lataustapahtuman kokonaisenergiatarpeen jakauma E_{lat} .

Yhtälöllä (5.5) voidaan laskea sähkönkäyttöpaikkakohtainen latauskuorman energian tarve per lataustapahtuma.

$$E_{lat,k} = \frac{1}{\eta_{lh}\eta_{sjh}} \sum_{n=1}^N [(d_n \sim D) \cdot (e_n \sim E_k)], \quad (5.5)$$

missä

η_{lh} ja η_{sjh} ovat latausjärjestelmän ja sähkönjakelujärjestelmän hyötysuhteet

N on sähköautojen kokonaismäärä latauskohteessa

d_n on sähköauton n kulkema matkan satunnaismuuttuja

D on sähköauton ajosuoritteiden jakauma

e_n on sähköauton n ominaiskulutuksen satunnaismuuttuja

E_k on sähköauton ominaiskulutuksen jakauma

Liittymän ja edelleen muuntopiirin kokonaislatauskuorma per lataustapahtuma voidaan siten laskea yhtälöllä (5.6).

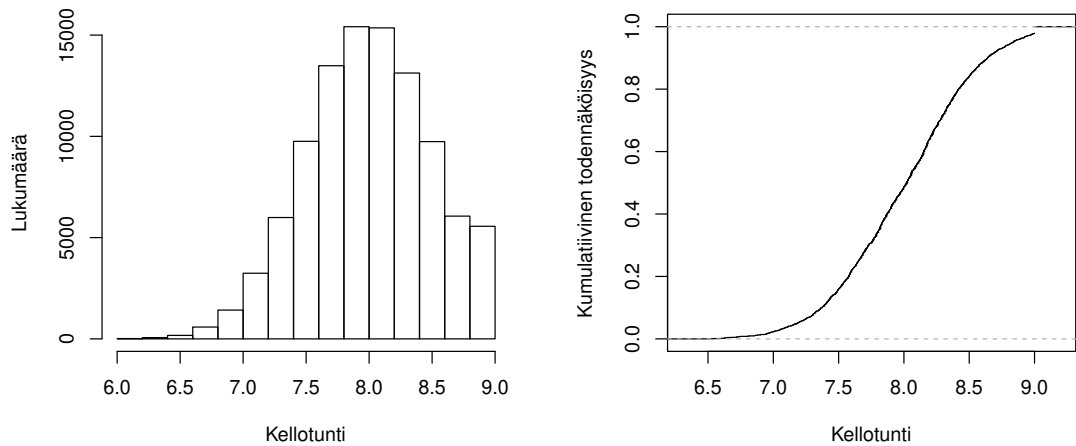
$$E_{lat,m} = \frac{1}{\eta_{lh}\eta_{sjh}} \sum_{l=1}^L \sum_{k=1}^K \sum_{n=1}^N [(d_{l,k,n} \sim D) \cdot (e_{l,k,n} \sim E_k)], \quad (5.6)$$

missä liittymän l käyttöpaikan k sähköauton n kulkema matkan satunnaismuuttuja on $d_{l,k,n}$ ja ominaiskulutus on $e_{l,k,n}$. Yhtälöissä (5.5) ja (5.6) esiintyvä autojen lukumäärä N latauskohteessa tulee määritellä kohteittain. Luvussa 7.1 tarkastellaan sähköisen ajoneuvokannan kehittymistä, ja valitaan yleistymisskenaarioita. Skenaarioiden perusteella voidaan asettaa autojen lukumäärän yläraja. Toisaalta N voidaan myös päättää mielivaltaisesti.

Jokainen auto ei kuitenkaan saavu kohteeseen ja aloita latausta samanaikaisesti, minkä vuoksi pitää määritellä sähköautojen lukumäärälle latauskohteessa funktio ajan suhteen. Jos tutkittavia kohteita on useita, ja niiden työaikakäyttäytymisien oletetaan olevan homogeenisiä, voidaan latauskuorman laskennassa autojen saapumisen mallintamiseen hyväksikäyttää leikattua normaalijakaumaa. Olkoon saapumisajan jakauma T_s , jossa ajoneuvojen saapuminen jakaantuu kellotunnin t välille $[6, 9]$ odotusarvon ollessa kellotunnilla 8. Täten kaikki autot ovat työpaikalla, kun $t = 9$, mitä voidaan havainnollistaa kertymäfunktioilla kuvassa 5.4. Mikäli tarkastellaan yksittäistä liittymää, tulisi saapumisajan määrittely tehdä tarkemmin riippuen kiinteistön työkäyttäytymisestä. Saapumisajan määrittelyn jälkeen voidaan esittää latauskuorman alkuhetki yhtälöparin (5.7) osoittamalla tavalla, jossa t_0 on saapumisajan satunnaisarvo ja t on päivän kellotuntilukema välillä $[0, 23]$.

$$E_{lat,m}(t_0 \sim T_s) = \begin{cases} E_{lat,m}, & \text{kun } 6 \leq t \leq 9 \\ 0 & \text{muulloin} \end{cases} \quad (5.7)$$

Koska latauskuorman energian tarvetta $E_{lat,m}$ ei voida yleensä tyydyttää ensimmäisellä tunnilla, tulee sen ajallinen kesto määritellä mallinnettavan latausskenaarion eli ohjaamattoman tai kuormaohjatun latauksen mukaisesti, mikä on esitetty seuraavassa luvussa.



Kuva 5.4: Määritellyn saapumisajan jakauma T_s kellotunneittain sekä sen kertymäfunktio.

Yhtälöä (5.7) hyödyntäen saadaan liittymiskaapelin ja edelleen jakelumuuntajan kuormitusaste $S_{\%}$ ajan funktiona yhtälöllä (5.8).

$$S_{\%}(t) = \frac{AMR(t) + E_{lat,m}(t)}{S_N}, \quad (5.8)$$

missä $AMR(t)$ on tarkastellun rajapinnan kuorma tuntina t ja S_N on jakelumuuntajan nimellisteho. Tässä tapauksessa AMR edustaa etäluettavien mittareiden mittausdataa, joka on tarkasteltavien sähkönkäyttöpaikkojen sähkönkulutuksien summa. Muuntamotason tarkastelussa tulisi jokaisen liittymän perus- ja latauskuormat summata.

5.2 Lataustapahtumaskenaariot

Lataustapahtuman energiatarve, ajoneuvojen saapumisaika ja latausteho ovat niitä teknisiä tunnuslukuja, joita voidaan esittää matemaattisesti. Näiden määrittelyiden jälkeen täytyy valita latauksen luonteen toinen kohta eli mahdollinen tehonhallinta. Latauskuorman ottotehoa on mahdollista hallita latauspisteiden tai ulkoisen resurssin avulla kuten luvussa 4.3 esitettiin. Tässä työssä tarkastelun keskiössä ovat latauspisteillä sekä akkuteholähteellä suoritettava tehonhallinta. Seuraavaksi on esitelty mallinnettavat latausskenaariot eli ohjaamaton lataus ja älykäs lataus, jossa latauskuormaa ohjataan tasaisesti. Huipunleikkaus akkuteholähteellä esitetään luvussa 5.3. Myös latauspisteillä voidaan suorittaa huipunleikkausta, mutta se rajoittuu vain latausryhmän ottotehoon.

Ohjaamaton lataus

Ohjaamattomalla latauksella tarkoitetaan tässä työssä niin sanottua tyhmää latausta, jossa sähköautojen latausryhmän tehoa ei hallita. Tällöin sähköauton ajovoima-akun energiatarve tyydytetään lyhyellä aikavälillä eli latausryhmän ottoteho jakeluverkosta kasaantuu liittymän ja jakelumuuntajan sähkön kulutusprofiiliin tiiviimmin, jolloin on odotettavissa

sa tehohuippujen merkittävää kasvua. Tämänkaltaisen lataus on edullisinta latauspisteen omistajan kannalta, jos sähkön siirtotariffi ei sisällä tehomaksua, koska latauspiste voi olla hyvinkin yksinkertainen. Toisaalta puolestaan jakeluverkon näkökulmasta ohjaamaton lataus edustaa haastavinta tilannetta tehon tarpeen näkökulmasta.

Jotta voitaisiin tutkia ohjaamatonta latausta, täytyy määritellä jokaisen sähköauton latausteho. Aikaisemmin valittiin latausprofiilin muodoksi vakio koko lataustapahtuman ajan (ks. kuva 5.1), jolloin myös ajoneuvon ajovoima-akun ottoteho on vakio koko lataustapahtuman ajan. Ohjaamattoman latauksen mallissa on näin ollen yksinkertaistus, että lataustehoa ei säädellä ajovoima-akun varaustilan mukaan. Seuraavaksi päätetään, käytetäänkö yhtälöryhmässä (5.1) esiteltyjen lataustehojen välillä olevia arvoja. Aikaisemmin valittiin myös, että lataustavat 1 ja 2 tulisi huomioida mallinnuksessa. Koska ohjaamattomalla latausmallilla pyritään esittämään mahdollisimman hallitsematonta käyttäytymistä, valitaan, että nämä lataustehot eivät ole diskreettejä. Toisin sanoen malli simuloi ajoneuvomarkkinatilannetta, jossa eri automallien suosio määrittää käytettävät lataustehot. Lisäksi, koska lataustehon jakaumassa ei käytetä diskreettejä arvoja, simuloi se myös sitä, että ajoneuvon omistaja voi määritellä haluamansa lataustehon työpaikalla määriteltyjen reunaehtojen puitteissa.

Täten lataustehoa voidaan mallintaa jakaumalla, jonka maksimiarvo on kyseisen latauspisteen suurin antoteho lataustavan 2 mukaisesti ja jonka minimiarvo on tavan 1 määrittelemä 3,68 kW. Jakauman muodon valinta vaikuttaa olennaisesti latauspiikin suuruuteen, ja se on osa herkkyysanalyysiä. Olkoon P_N käytettävän lataustehon jakauma, jolloin voidaan autokohtaista ohjaamattoman latauksen kestoa t_n esittää yhtälöllä (5.9)

$$t_n = \frac{E_{lat,n}}{p_n \sim P_N}, \quad (5.9)$$

missä $E_{lat,n}$ on sähköauton n ajovoima-akun energian tarve ja p_n on sähköauton n latausteho. Samoin kuin saapumisajan jakauman määrittelyssä, tulisi lataustehon jakauma määritellä tarkemmin tapauskohtaisesti. R-ohjelmointikielellä tehty suunnittelematonta latausta simuloiva algoritmi on esitetty liitteessä B. Ohjaamaton lataus on esitetty arkiviikon aikajaksolta kuvassa 5.5 vasemmalla. Ohjaamatonta latausta mallinetaan sekä case-tarkastelussa että alueellisessa kuormitusanalyysissä.

Kuormaohjattu lataus

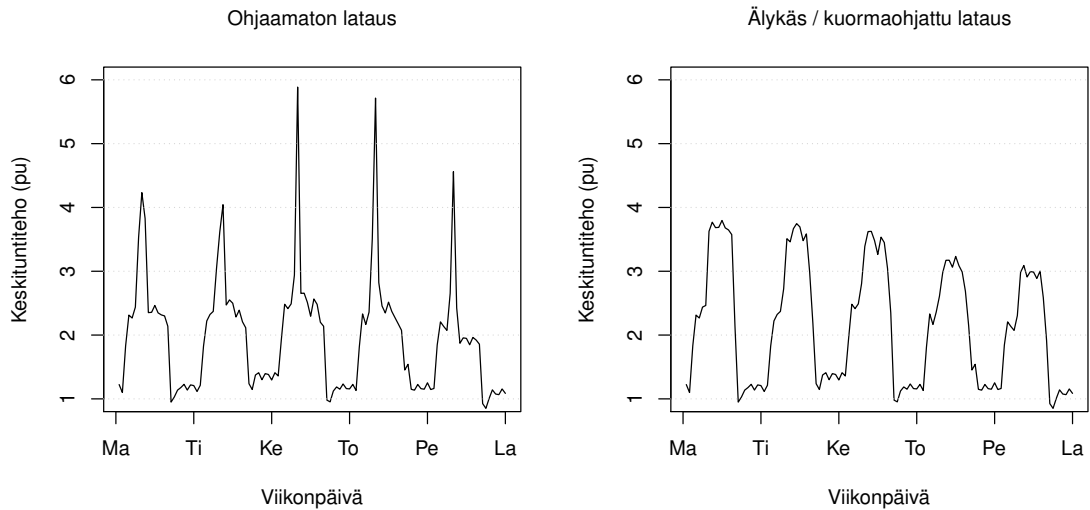
Kuormaohjatulla latauksella tarkoitetaan tässä työssä sellaista älykästä latausta, että sähköautojen latausryhmän tehoa hallitaan latauspisteillä siten, että sähköauton ajovoima-akun energiatarve jaetaan jollekin aikavälille. Tällöin ohjataan latauskuorma latauspisteiden avulla tasaisesti ajoneuvon pysäköintiajalle. Tosin sanoen tässä latausskenaariossa *latauskuormaa ohjataan latauspisteitä hyödyntämällä*, eikä sitä tule sekoittaa siihen, että johonkin kuormamittaukseen perustuva ohje säätää latausta.

Tässä lataustyyliä, kuten ohjaamattomassakin latauksessa, tyydytetään ajovoima-akun energian tarve kokonaisuudessaan määritellyllä aikajaksolla. Tämänkaltaisen lataus yleensä tarvitsee akun varaustilatiedon, jonka välittämisen mahdollistaa kommunikaatiöväylä

ajoneuvon ajovoima-akun hallintajärjestelmän (engl. *Battery Management System*) sekä latauspisteiden hallintajärjestelmän välillä. Koska tässä työssä tarkastellaan toimistokiinteistöissä tapahtuvaa latausta, latauskuorma jaetaan koko työpäivälle, jonka tyypillinen kesto on 8 tuntia. Näin ollen tässä latausskenaariossa ei iteroida jokaiselle ajoneuvolle latausaikaa, vaan keskituntilatausteho P_n . Asetetaan työpäivän kesto sähköauton lataukseen käytettävän ajan ylärajaksi, jolloin voidaan autokohtaista keskituntilataustehoa esittää yhtälöllä (5.10).

$$P_n = \frac{E_{lat,n}}{8 \text{ h}} \quad (5.10)$$

Kuormaohjatun latauksen algoritmi on esitetty liitteessä B. Kuormaohjattu lataus on esitetty arkiviikon aikajaksolta kuvassa 5.5 oikealla. Kuten myös ohjaamatonta latausta, kuormaohjattua latausta mallinnetaan sekä luvussa 6 että 7.



Kuva 5.5: Esimerkit satunnaisesti käyttäytyvästä ohjaamattomasta sekä älykkästä (kuormaohjatusta) latauksesta arkiviikon aikajaksena tyypillisessä toimistokiinteistön sähkön kulutusprofiilissa.

5.3 Huipunleikkauksen optimointi

Esiteltyjen latausskenaarioiden lisäksi tässä työssä tutkitaan akkuteholähteellä suoritettavaa huipunleikkausta eräänä latauskuorman tehonhallintakeinona. Huipunleikkauksella voidaan latausryhmän ottotehoa leikata hyödyntämällä ulkoista resurssia kuten akkuteholähdettä, jolle voidaan asettaa jokin purkuraja, jolloin se purkaa varaustaan, sekä latausraja, jolloin sähköjakeluverkosta otetaan energiaa akun varaustilan kasvattamiseksi. Huipunleikkausrajojen etsimiseen voidaan hyödyntää saatavilla olevaa mittausdataa kohteesta. Luvussa 6 on esitetty sekä perinteinen keino löytää leikkaus- ja purkurajat että ohjelmallisella mallinnuksella löydetty optimaaliset rajat. Rajojen etsiminen on käytännössä optimointitehtävä, jossa on jokin tavoiteyhtälö. Tavoite voi olla esimerkiksi tarkastellun

aikajakson yksittäisen maksimihuipputehon minimointi yhtälön (5.11) mukaan.

$$\min_{a,b}(\max_{i \in T}(P_i)), \quad (5.11)$$

missä a ja b ovat leikkaus- ja purkurajat, T on tarkastellun aikajakson tunnit ja P_i on teho tuntina i . Muuttujina ovat leikkaus- ja purkurajat, joiden tietyillä arvoilla minimointitehtävä toteutuu. Tämä on sähköjakeluverkon kannalta paras ratkaisu komponenttien kuormitettavuuden näkökulmasta. Tämän diplomityön kirjoittamisen aikaan verkkoyhtiöt eivät kuitenkaan saa omistaa akkuja tällaisen siirtokapasiteetin hallintaan, joten tarkasteltavassa tavoiteyhtälössä huomioidaan asiakkaan näkökulma. Asiakkaan kannalta hyödyllisin ratkaisu on yleensä tarkastellun aikajakson siirtomaksujen minimointi. Koska tässä tapauksessa rajoitetaan liittymän, käyttöpaikan tai latausryhmän huipputehoa, minimoitavana on tehomaksu, joka Helen Sähköverkolla määritellään jokaisen kuukauden suurimman keskituntitehon mukaan. Tavoiteyhtälö voidaan tällöin kirjoittaa muotoon (5.12).

$$\min_{a,b} \left(\sum_{i=1}^T \hat{P}_i \right), \quad (5.12)$$

missä \hat{P}_i on kuukauden i suurin keskituntiteho. Yhtälö (5.12) täten minimoi T kuukauden kuukausittaisien huippukeskituntitehojen summan.

Tavoiteyhtälön lisäksi on määriteltävä reunaehdot, joiden puitteissa toimitaan. Tässä tapauksessa rajoittavina tekijöinä ovat käytetyn akkuteholähteen nimellisteho ja -kapasiteetti. Akkuteholähteen tunnuslukuja on esitetty liitteessä C. Koska tarkasteltu aikajakso voi olla pitkä, on syytä etsiä tavoiteyhtälön toteuttavat muuttujat ohjelmallisesti. Tässä työssä käsiteltävät huipunleikkausrajat on etsitty R-ohjelmointikielellä luodulla geneettisellä algoritmilla. Liitteessä B on esitetty luotu geneettinen algoritmi [101], jossa on otettu kolmanneksi muuttujaksi ulkolämpötilaraja, joka määrittelee, mitä leikkausrajaa käytetään.

5.4 Algoritmien rajoitteet ja aikaisemmat tutkimukset

Tässä työssä keskeisenä tutkimuskysymyksenä on, kuinka sähköajoneuvojen latauskuorman tehon tarvetta voidaan analysoida pienjänniteverkon mitoittamisen näkökulmasta. Sähköjakeluverkon suunnittelutehtävien kannalta olennaista on saada tietoa tämän tehon tarpeen ajallisesta ja määrällisestä jakautumisesta tarkastellulla aikavälillä. Tässä luvussa esitetyllä mallilla saadaan lisäarvoa sekä tarkempiin kohdetarkasteluihin kuten luvun 6 tutkimukseen että alueellisesti laajempiin kokonaisuuksiin kuten luvun 7 analyysiin. Esiellyissä latausskenaarioissa on kuitenkin rajoitteita. Lataustapahtumien aikaresoluutiona tulee käyttää yhtä tuntia AMR-mittausaajuuden vuoksi, minkä takia esitellyt arvot ovat keskituntiarvoja. Algoritmeissa ei huomioida työssäkäynnin epäsäännöllisyyttä, etätöitä tai pyhäpäiviä, eikä tilanteita, joissa auton omistaja käyttää autoa työpäivän aikana esimerkiksi lounastaukoina. Toisin sanottuna tässä työssä käytettävät algoritmit simuloivat aktiivista työssäkäyntiä, jossa töissä käydään 5 kertaa viikossa ja jossa työpäivien kesto on 8 tuntia.

Sähkönjakeluverkon näkökulmasta tämä on kuitenkin perusteltua, koska saadaan luotettavampia tuloksia latauskuorman käyttäytymisestä mitoitusmielessä. Lisäksi mallissa ei huomioida ajovoima-akkujen nimelliskapasiteetteja, koska niiden todettiin vaikuttavan vain hyvin vähäisesti simulointituloksiin. Tämä johtui siitä, että ajovoima-akkujen oletetaan saavan varaustilansa täyteen kotilatauksessa ennen työmatkaa. On syytä huomioida, että tässä työssä tutkimus rajoittuu toimistokiinteistöihin, jolloin ajovoima-akkujen energian tarpeen käyttäytymistä tyypillisten työaikojen ulkopuolella ei ole tarpeen käsitellä. Oletuksena on, että akkujen varaustilat ovat täynnä ennen työmatkaa. Lisäksi esitellyssä energian tarpeen jakaumassa arvot, jotka ylittävät hybridiajoneuvojen ajovoima-akkujen nimelliskapasiteetti-arvot, näyttelevät vain pientä osuutta.

Vuonna 2012 julkaistussa suomalaisessa tutkimuksessa [102] esitettiin samankaltaisia laskelmia kuin tässä työssä. Tutkimuksessa esitettiin algoritmi, jossa hyödynnettiin valtakunnallista liikennetutkimusta vuosilta 2004–2005. Tutkimuksen mallissa otettiin huomioon samoja parametreja kuin tässä työssä, mutta ne keskittyivät hybridiajoneuvojen mallintamiseen. Tutkimuksessa luotiin edellä mainitun liikennetutkimuksen pohjalta algoritmilla sähköajoneuvojen energian tarpeille kuormakäyrät eri päiville, minkä pohjalta voitiin latauskuorman ajallista ja määrällistä vaihtelua analysoida. Vertailun vuoksi todettakoon, että tässä työssä ajosuoritteiden lähteenä on Helsingin kaupungin lisäotos valtakunnallisessa tutkimuksessa, jonka perusteella henkilöliikenteen ajosuoritteiden kuukausittainen vaihtelu on Helsingissä vähäistä työssäkäynnin näkökulmasta.

Vuonna 2013 julkaistussa tutkimuksessa [103] oli eräänä case-tarkasteluna Tampereen Sähköverkko Oy, jossa tuloksien perusteella ei hybridiajoneuvojen ohjaamaton latauskuorma aiheuttanut merkittävää huipputehojen kasvua tarkastellussa jakeluverkossa. Eräänä syytä tähän oli, että tutkimuksessa käytettiin edellä käsitellyn tutkimuksen [102] latauskuormamallia, joka käsittää vain 3 kW lataustehon. Lisäksi on huomionarvoista, että kyseisessä case-tarkastelussa työpaikkalatauksen oletettiin keskimääräisesti jakaantuvan tasaisesti kellotunneille 07:00–09:00, vaikka mallinnettiin ohjaamatonta latausta. Tämä poikkeaa tässä työssä esitellystä ohjaamattoman latauksen mallista.

Vuonna 2010 julkaistussa ruotsalaisessa tutkimuksessa [104] käytettiin samankaltaista menetelmää hybridiajoneuvojen latauskuorman arvioimiseen kuin vuoden 2012 suomalaisessa tutkimuksessa [102]. Tutkimuksen johtopäätöksenä todettiin, että jotkin Tukholman sähköasemat ylikuormittuvat ohjaamattomasta latauksesta, mutta latauskuorman tasauksella voidaan tältä välttyä.

Tähän työhön on valikoitunut ohjaamaton ja työpäivän ajalle jaettu lataus eikä latausvaihtoehtoa, jossa latausryhmän huipputehoa rajoitetaan jäykällä tai dynaamisella rajalla latauspisteiden avulla. Latauspisteillä tehtävässä huipputehon rajoittamisessa voidaan hyödyntää kiinteistösähköverkkoon asennettua virtamittausta, jonka avulla jaetaan latauspisteiden antoteho tasaisesti siten, että virtamittaukselle määriteltä yläräajaa ei ylitetä. Kokonaisuudessa tässä lataustyyliä voidaan lisäksi hyödyntää dynaamista virtayläräajaa sekä ajoneuvojen saapumisaikoja, joiden avulla voidaan priorisoida latauspistekohtaiset antotehot.

Latauspisteillä rajoitettu huipputeho, jota simuloiva algoritmi on esitetty esimerkiksi julkaisussa [105], on rajattu tämän työn tarkasteluista ulos kolmesta syystä. Ensimmäinen syy on, että latauspisteillä suoritettava huipputehon rajoittaminen käyttäytyy sähköjakeluverkon näkökulmasta samankaltaisesti kuin huipunleikkaus akkuteholähteellä, jota analysoidaan tässä työssä. Toinen syy on, että latauspisteillä suoritettavan huipputehon rajoittamisen tarkastelu ei tuo lisäarvoa tähän työhön; vaikka latauspisteillä huipputehon rajoittaminen johtaa siihen, että sähköajoneuvojen ajovoima-akkujen varaustiloja ei välttämättä saada täyteen etenkin suurilla automäärillä, ajoneuvojen ajovoima-akkujen energian tarve tyydytetään joko koti- tai julkisella latauksella loppuun. Kolmas syy on, että tässä työssä esiteltyä kuormaohjattua latausta, joka voidaan suorittaa paikallisesti, tulisi edistää etenkin jakeluverkkojen näkökulmasta niin kutsuttuna älykkäänä sähköautojen lataustekniikkana.

Toinen lataustyyli, joka on rajattu työstä ulos, on sähköajoneuvojen lataus markkinaohjauksella, joka voi olla esimerkiksi epäsuoraa tehonhallintaa dynaamisella siirtomaksulla. Tätä lataustyyliä ei tarkastella, koska tämän työn empiiristen tarkastelujen pääpainona on tekninen eli suora latauskuorman hallinta, eikä epäsuora taloudellisten insentiivien avulla suoritettava tehonhallinta.

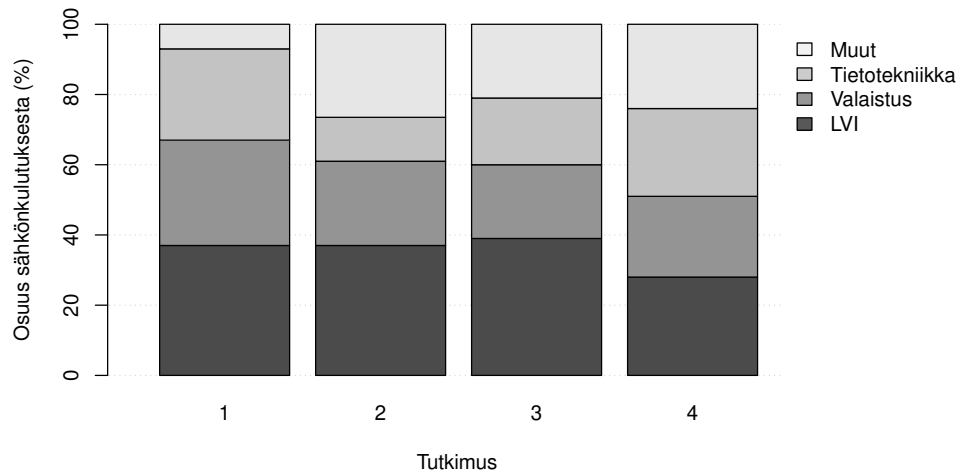
6 CASE OSMONTIE

Tämän diplomityön case-tarkastelu on Helen Sähköverkko Oy:n toimipisteen toimistokiinteistössä sijaitsevalla sähköenergiavarastona toimivalla akkuyksiköllä ja latauspisteillä suoritettavien tehonhallintamenetelmien todentaminen. Tässä luvussa tehdään aluksi katsaus toimistokiinteistöjen energia- ja tehoprofiilien muodostumiseen, minkä pohjalta voidaan tehdä vertailevaa analyysiä case-kohteen käyttäytymisestä. Lopuksi tarkastellaan kohteessa sijaitsevalla akkuteholähteellä ja latauspisteillä tehtäviä latauskuorman tehonhallintasovelluksia.

6.1 Toimistokiinteistön sähkönkäyttö

Jotta voitaisiin käsitellä toimistokiinteistöjä tässä tutkimuksessa, on tarpeen määritellä, minkälainen on tyypillisen toimistokiinteistön sähköenergiaprofiili sekä sähkön käytön jakautuminen eri laiteryhmiin kesken. Tämän jälkeen on perusteltua vertailla tässä luvussa esiteltyä case-kohdetta tyypilliseen toimistokiinteistöön. Tässä työssä on hyödynnetty Helen Sähköverkon asiakastietojärjestelmää, jolla saatiin käyttäjärhmiin tarkempi jako (ks. kuva 3.4). Tämän mukaan vuonna 2018 toimistorakennukset hallitsivat noin 15 % koko vuoden sähkönkulutuksesta, joka oli yhteensä 4 394 GWh. Siirretyn energian mukaan toimistorakennukset olivat toiseksi suurin sähkönkuluttaja asuinrakennuksien jälkeen.

Toimistokiinteistöt voivat sisältää useita erillisiä sähkönkäyttöpaikkoja ja täten AMR-mittauksia. Näin ollen laiteryhmiä jakautuvat yhteisien tilojen lisäksi käyttöpaikkojen kesken. Näiden tilojen vuokraajat ostavat itse sähköenergiansa sähkömarkkinoilta. Sähköjakeluverkon näkökulmasta jokainen vuokralainen sekä kiinteistön yhteisien laitteistojen sähkönkulutukset ovat tyypillisesti omien AMR-mittareidensa takana. Toimistorakennuksissa kuitenkin tällaisen kokonaisuuden sähkönkulutusta dominoi usein kiinteistösähkönkulutus, johon ilmanvaihtokoneen, jäähdytyskompressorin ja yleisien tilojen valaistuksen lisäksi kuuluvat usein myös hissit. Toimistoissa käytetään pääosin sähköenergiaa työpäivien aikana maanantaista perjantaihin, joten viikonloppuina kulutuksina toimivat lähinnä ilmastointijärjestelmä ja mahdolliset mainos- sekä turvavalaistus. Työaikakäyttäytymiset vaihtelevat, mutta työhöntuloaikojen voidaan katsoa pääsääntöisesti olevan kello tunteina 6:00–9:00. Koska tyypillinen työpäivä kestää 8 tuntia, lähtöaika on näin ollen välillä 14:00–17:00. Luvussa 5 esitettiin työhön saapumisajan tiheys- ja kertymäfunktio, kun oletusarvona on pidetty kello tunteja 8:00. Ympäristöministeriön asetuksessa 1010/2017 [83] esitetään toimistorakennuksen käyttöajaksi 7:00–18:00.



Kuva 6.1: Toimistotalon sähköenergiakulutuksen jakautuminen eri laiteryhmiin kesken. Tutkimukset 1–3 ovat suomalaisia ja tutkimus 4 on ruotsalainen.

Toimistokiinteistöjen kuluttama sähköenergia voidaan katsoa muodostuvan seuraavista keskeisistä laiteryhmistä: ilmanvaihtojärjestelmä, jossa on jäähdytys- sekä lämmitystekniikkaa, valaistusryhmät, tietokoneet ja elektroniset laitteet, hissit ja muut laitteistot. Tarkoituksena on tässä luvussa tehdä kirjallisuuskatsaus näiden laiteryhmiin käyttäytymiseen sekä niiden vaikutuksiin toimistokiinteistön sähkönkäyttöön. Toimistotalojen ja muun palvelusektorin sähkönkäyttöä on esitelty vuonna 2012 valmistuneessa diplomityössä [61], jossa esiteltiin myös ruotsalainen tutkimus toimiston sähköenergian kulutuksen jakautumisesta eri laiteryhmiin kesken. Toisessa vuonna 2011 valmistuneessa diplomityössä [106] esiteltiin kolme suomalaista tutkimusta. Näiden tutkimuksien sähköenergian kulutusjakaumat on koottu kuvaan 6.1. Jotta tutkimuksia voitaisiin vertailla, on erinäisiä laiteryhmiä yhdistelty. Esimerkiksi tietoteknisiä laitteita ei ole eritelty, ja ilmanvaihtojärjestelmän sekä sähkölämmityksen (pl. lattialämmitys) kulutukset on summattu. Kuvas-
ta 6.1 nähdään, että tutkimustulokset näiden neljän tutkimuksen kesken ovat yhteneviä. Todettakoon, että LVI-laitteiden energiankulutus kasvaa tulevaisuudessa lämmityksen sähköistymistrendin myötä.

Ilmanvaihtojärjestelmä ja lämmitystekniikka

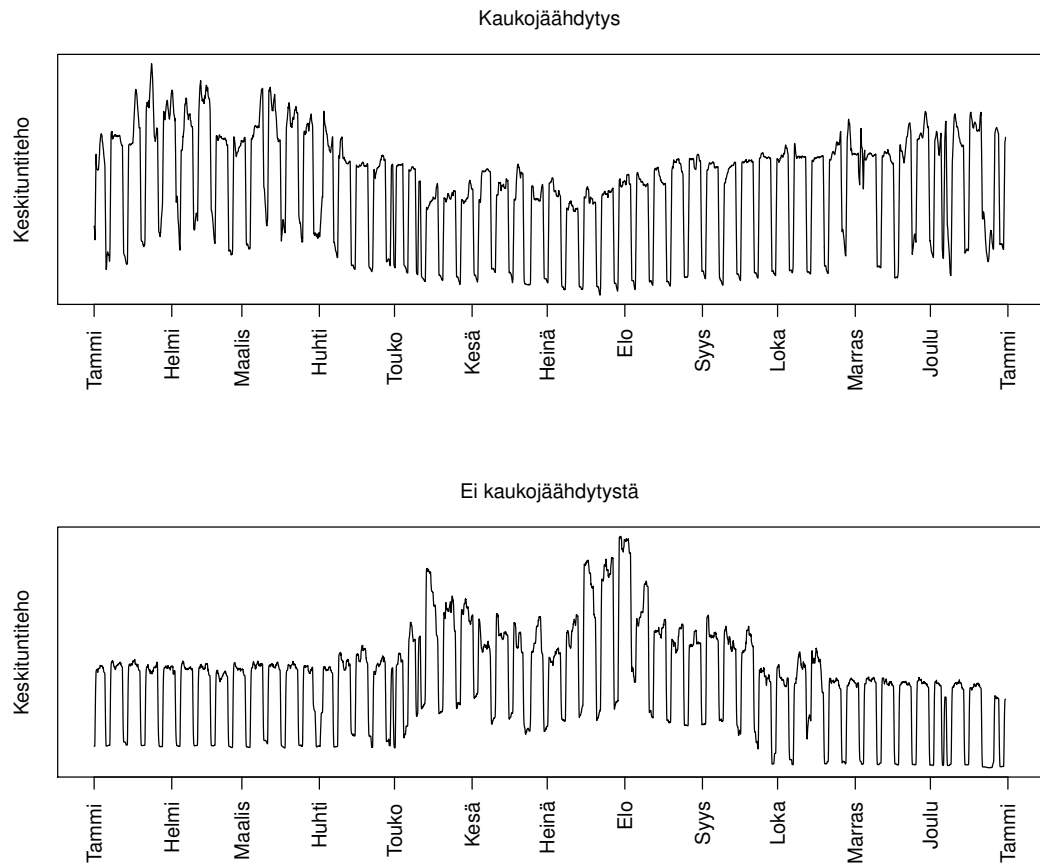
Ilmanvaihtojärjestelmän mitoitus ohjaa ympäristöministeriön asetus uuden rakennuksen sisäilmastosta ja ilmanvaihdesta [107]. Asetuksessa linjataan, että ilmanvaihdon on toteutettava terveellinen, turvallinen ja viihtyisä sisäilman laatu oleskelutiloissa, ja ilmanvaihtojärjestelmä on toteutettava siten, että sen toiminnan kannalta keskeisiä toimintoja voidaan mitata, ohjata ja seurata. Käytännössä ohjauksella tarkoitetaan, että ilmavirtoja voidaan ohjata kuormituksen tai ilman laadun mukaan käyttötilannetta vastaavaksi. Yhä useamman toimistokiinteistöjen luonne on muuttumassa siten, että siirrytään perinteisistä henkilötiloista avoimiin monitoimitiloihin. Täten tyypillistä huonejakoa on vaikeampi määritellä kuin ennen, mikä aiheuttaa muun muassa ilmanvaihtolaitteistojen tehomitoitukseen

uusia haasteita. Onkin siirrytty enemmissä määrin mitoittamaan ilmanvaihtolaitteistojen sähkötehoja oletettujen henkilölukumäärien perusteella. Tämä käy ilmi esimerkiksi ympäristöministeriön tilaamasta ja vuonna 2017 julkaistusta ilmanvaihdon mitoitusoppaassa [108]. Vanhassa ohjeessa avotoimistosta ei ollut mainintaa, ja ulkoilmavirran mitoitusohjeet olivat lähinnä neliömetrikohtaisia arvoja.

Ilmanvaihtojärjestelmän ottoteho riippuu puhallintehosta, tuloilman lämmitykseen tarvittavasta tehosta, jäähdytyskompressorin tehosta ja järjestelmän ohjaustavasta. ST-kortissa 13.31 suositellaan, että tämä kokonaisteho otettaisiin 75–80-prosenttisesti huomioon sähköliittymän mitoituksessa [57, s. 6]. Suomessa on monessa kohteessa käytössä vielä perinteinen kaksinopeus-poistoilmapuhaltimiin perustuva ilmastoinnin säätö. Niissä moottorin pyörimisnopeus vaihdetaan ajastinkytkimellä ja ilmavirtaa hienosäädetään säätöventtiiliä kuristamalla, jolloin sähköenergiankulutus kasvaa. Taajuusmuuttajaohjauksella saadaan parannettua järjestelmän energiatehokkuutta säätämällä moottorin pyörimisnopeutta portaattomasti.

Kaukolämmitetyissä toimistoissa suurin energiakulutus osuu tyypillisesti kesälle, jolloin ilmanvaihtojärjestelmällä ja kompressorin avulla jäähdytetään oleskelutiloja. Talvikausina tilanne on päinvastainen, koska tuloilman lämmitykseen ei tarvitse yleensä hyödyntää kaukolämpöverkoston vuoksi niin suuria määriä sähköenergiaa. Keskeinen vaikuttava tekijä ilmanvaihtojärjestelmälle on näin ollen ulkoilmalämpötila, jolloin myös käyttöpaikan huipputeholla on korrelaatio siihen. On huomioitava, että tilanne on muuttumassa polttoainekieltöjen astuessa voimaan. Tällöin lämpöenergiaa on tuotettava sähköllä, jota myös tullaan osittain tuottamaan kiinteistöissä. Lämpöpumppujen kompressorit määrittävät niiden mitoitusvahvuuden, ja talvella niiden käytössä joudutaan usein Suomessa lisäksi turvautumaan sähkövastuksiin riittävän lämpöenergian tuottamiseksi. Tästä johtuen lämpöpumput voivat muodostaa suuren osan kiinteistön energiankulutuksesta ja kasvattaa sähkönkäyttäjän huipputehoa. Maalämpöpumppuja on tutkittu esimerkiksi diplomityössä [109]. Helsingissä suuri osa palvelusektorin käyttäjistä on yhteydessä kaukolämpöverkoston, minkä takia lämmitys ei ole merkittävä osuus toimistokiinteistöjen sähköenergiankulutuksesta.

Helsingissä on ominaispiirteenä kantakaupungin keskusta-alueilla käytössä oleva kaukojäähdytysverkosto, joka osaltaan pienentää toimistokiinteistöjen sähköenergiankulutusta kesäaikoina. Tämä on havaittavissa vertailemalla toimistorakennuksien kulutusprofileja keskusta-alueella ja esikaupunkialueella. Kuvassa 6.2 on esitetty kaukojäähdytystä käyttävän sekä tyypillisen toimiston keskituntitehon vuorokauden liukuva keskiarvo vuonna 2018. Jäähdytyskompressorilla on näin ollen suuri osallistumiskerroin toimiston huipputehoon esikaupunkialueilla, mutta vastaavasti vain pieni merkitys kantakaupungissa. Toimistokiinteistön huipputehon mitoitushetken määrittelyyn Helsingissä vaikuttaa täten liittyminen kaukojäähdytysverkostoon. Sähköjakeluverkon kannalta toimistokiinteistöjen sähkönkäyttöprofiilit ovat näin ollen keskimäärin erilaisia kaukojäähdytysalueilla. Lisäksi kaukojäähdytykseen liittyminen edelleen määrittelee, millä laiteryhmillä on suurin osallistumiskerroin huipputehoon.



Kuva 6.2: Toimistokiinteistöjen eriävät energiaprofiilit ilman kaukojäähdytystä ja kaukojäähdytysverkostossa. Ylemmän kuvan toimistokiinteistö sijaitsee Helsingin Kampissa ja alemman kuvan toimisto Pitäjänmäellä. Keskituntitehot ovat vuorokauden liukuvia keskiarvoja.

Valaistustekniikka

Valaistusta käytetään toimistorakennuksissa sekä toimistokerrosten että yleisien tilojen valaisemiseen. Valaistus jaetaan sisä- ja ulkovalaistukseen, joista jälkimmäinen on toimistokiinteistöissä vähäistä. Lisäksi valaistuksen energiankulutus voidaan jakaa itse valaistukseen sekä lepokulutukseen. Valaistuksen kulutus on riippuvainen valaistusvoimakkuudesta, ohjaustavasta, valaisinmallista ja vuodenajasta. Lepokulutus on turvavalaisimien akkujen varaustilan ja valaisinohjausjärjestelmien valmiustilojen ylläpitämiseen tarvittava energia. Kokonaisuudessaan valaistuksen voidaan arvioida olevan noin 25–30 prosenttia toimistokiinteistön sähkönkulutuksesta kuten kuvassa 6.1.

ST-kortti 13.31 [57] esittelee valaistuksen tehon tarpeen laskentaan kaksi vaihtoehtoa: valaisinluetteloiden sekä valitun ohjaustavan perusteella mitoitettu teho tai sähkötehokkuuden perusteella mitoitettu teho. Valaisinluetteloiden perusteella tehtävä laskenta on esitetty luvussa 3.2.2. Sähkötehokkuuden laskenta perustuu tehotiheyden määrittelyyn, johon vaikuttaa kohdetyyppi. Perusvaatimus EU-säädösten mukaiselle valaistuksen enimmäistehotiheydelle avotoimistoilla on 11 W/m^2 . Toimistojen ja muiden työtilojen vaa-

dittu valaistusvoimakkuus on suurempi kuin esimerkiksi ravintola- tai taukotilan. LED-tekniikalla saavutetaan yleensä paras energiatehokkuus. Vastaavasti vanhoilla loisteputki-valaisimilla voi olla suuriakin sähköenergian kulutuksia. Myös loistehon kulutus on loisteputkivalaisimissa merkittävä, mikäli sen liitántälaite ei sisällä kompensointia. Ohjaustapa tarkoittaa valaisimien päälle- ja pois-kytkennän suorittamista. Energiaepätehokkain tapa on perinteinen manuaalinen kytkin, jolla ohjataan valaisinryhmiä. Etenkin uusissa toimitoissa kuitenkin hyödynnetään oppivia läsnäolotunnistimia, jotka mukautuvat tilojen käyttötiheyksiin.

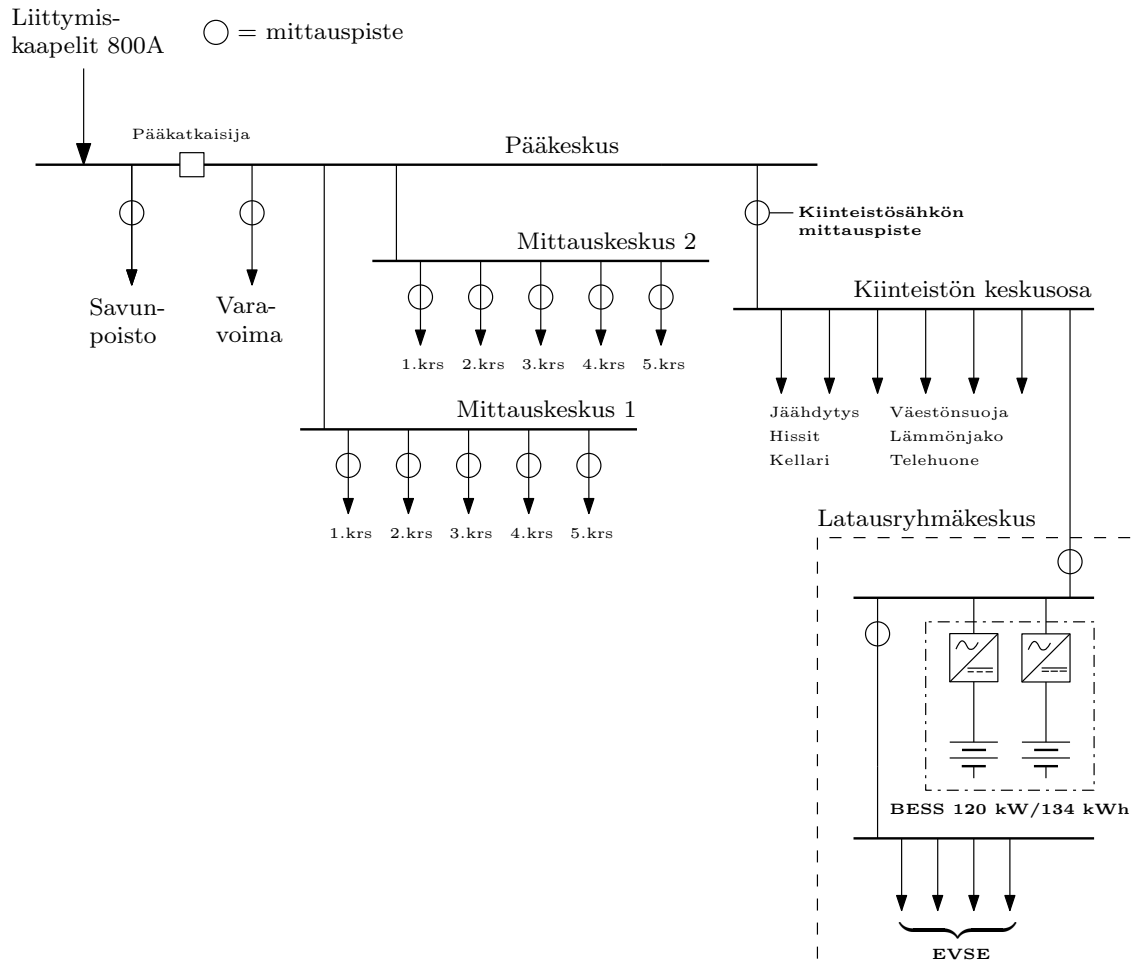
Tietotekniset laitteet

Toimistokiinteistöjen tietoteknisistä laitteista eniten sähköenergiaa kuluttavat tietokoneet, jos kyseessä on tyypillinen näyttöpäätetyöskentelyä varten oleva toimistokiinteistö. Muita tietoteknisiä laitteita ovat esimerkiksi kopiokoneet ja tulostimet. Näiden sähkötehoa voidaan arvioida määrän ja nimellistehon perusteella käyttäen samanaikaisuuskerrointa, jonka valintaan vaikuttaa rakennuksen käyttöaste. ST-kortissa 13.31 [57] on esitetty ker-toimelle arvoja 0,3–0,8. Toimistoa suunnitellessa tulisi myös ottaa huomioon tietoteknisten laitteiden suuntaajien aiheuttamat yliaallot ja muu sähkön laadullinen vaikutus kiinteistö-sähköverkossa. Mikäli laitteita pidetään valmiustiloissa, saattavat ne myös tuottaa huom-mattavan määrän loistehoa toimistokellotuntien ulkopuolellakin. Yleensä muihin kuin hy-vin pieniin toimistotiloihin mitoitetaan estokelaparisto, jolla voidaan kompensoida näiden laitteiden loistehoa ja yliaaltoja samanaikaisesti. Estokelapariston automatiikka tulisi mi-toittaa siten, että ei synny ylikompensointitilanteita. Myös invertteri-ohjatuilla akkusäh-kövarastoilla voidaan kompensoida loistehoa.

6.2 Kohteen ja sähköenergiavaraston kuvaus

Helen Sähköverkon toimitila sijaitsee Helsingin Käpylässä sijaitsevassa toimistokiinteistös-sä. Toimitilaa vuokrataan kiinteistöosakeyhtiöltä, ja rakennuksessa on myös muita vuokra-laisia. Kuvassa 6.3 on esitetty kiinteistön yksinkertaistettu pääjakelukaavio, josta nähdään, että kiinteistö on jaettu vuokralaisten kesken viiteen kerrokseen, joiden lisäksi rakennuk-sessa on huoltokerros ja kellari, jossa sijaitsevat parkkipaikat, sähköautojen latauspisteet sekä sähköenergiavarasto. AMR-mittauksen takana ovat jokainen vuokralainen sekä kiin-teistö-sähkö. Vuokralaiset vastaavat omasta sähkön kulutuksestaan, ja kiinteistön omistaja kiinteistö-sähkön kulutuksesta, joka koostuu jäähdytyskompressorista, ilmanvaihtojärjes-telmästä, hisseistä, lämmönjakelutekniikasta, väestönsuojatilasta ja telehuoneesta.

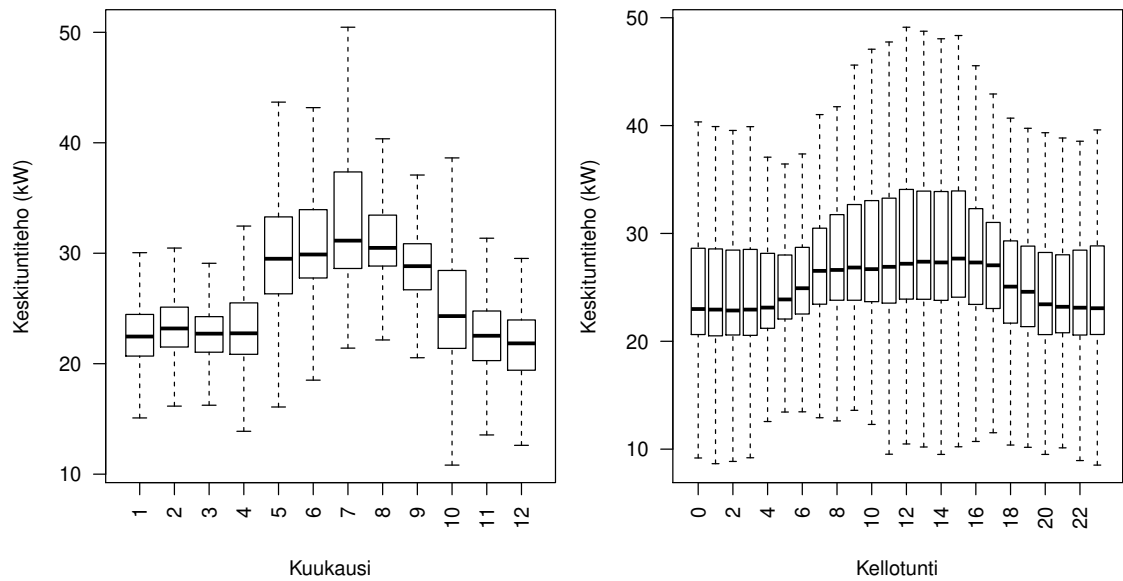
Kiinteistön liittymiskaapelina käytetään neljää rinnakkaista AXMK 4x185S -kaapelia, joi-den nimellinen standardin määrittelemä siirtokyky on 400 V pääjännitteellä $\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 944 \text{ A} = 654 \text{ kW}$ yhden kaapelin termisen kuormitettavuuden ollessa 236 A neljän kaa-pelin rinnankytkennässä maa-asennuksena. Sähköenergiavarastona on Helen Oy:n omista-ma akkusähkövarasto (engl. *Battery Energy Storage System, BESS*), joka on liitetty ra-kennuksen kiinteistö-sähkön AMR-mittauksen takana olevaan erilliseen ryhmäkeskukseen. Verkkoyhtiöt eivät voi nykyisen lainsäädännön nojalla omistaa sähkövarastoja, mutta ne



Kuva 6.3: Helen Sähköverkon toimitilan yksinkertaistettu pääjakelukaavio.

voivat ostaa sähkövarastoteknologiaan pohjautuvaa palvelua ja osallistua aihepiirin tutkimushankkeisiin. Akkujärjestelmä koostuu kahdesta TESVOLT TS HV 70 -yksiköstä, jotka on rakennettu 14 akkumoduulista vastaten 134 kWh:n energiakapasiteettia. Järjestelmän tehon puolestaan määrittelee käytettävät invertterit, jotka ovat Sunny Tripower 60 -laitteita, joiden suurin pätötehon siirtokyky on 60 kW, eli järjestelmän teho on yhteensä 120 kW. Kuvassa 6.3 esitettyä kiinteistösähkön mittausta hyödynnetään mittaustietona akkusähkövarastolle.

Akkujen kanssa samaan ryhmäkeskukseen on liitetty sähköautojen latauspisteet, joita on tämän työn kirjoittamisen aikaan 8 kappaletta. Laajennusvaraa on lisäksi yhteensä neljälle lisää. Latauspisteet ovat kaksipistokkeisia tyyppin 2 latausliittimillä varustettuja Liikennevirran toimittamia ICU Eve -laitteita, joiden nimellistehot ovat $2 \cdot 11 \text{ kW} = 22 \text{ kW}$. Täten nykyisillä varauksilla kiinteistössä voitaisiin ladata teoriassa yhteensä 12 sähköautoa samanaikaisesti. Parkkipaikkoja on yhteensä 39, joten sähköautojen latauspotentiali on hyödynnetty kiinteistössä 30,7 prosenttisesti. Käytössä olevat latauspisteet on Helen Sähköverkko Oy ostanut niiden myyjältä eli Helen Oy:ltä. Liikennevirta vastaa niiden operoinnista, josta Helen Sähköverkko Oy maksaa. Laajennusvarauksia voivat hyödyntää myös kiinteistön muut vuokralaiset mielivaltaisen latauspisteen myyjän ja/tai operaat-



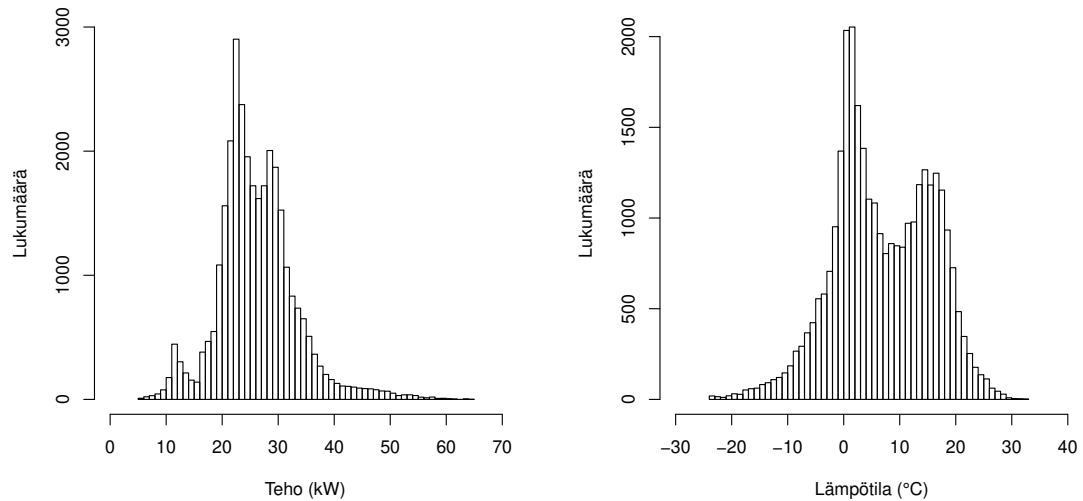
Kuva 6.4: Kuukauden ja kellotunnin vaikutus kiinteistösähkön keskituntitehoon vuosina 2016–2019 ennen akkusähkövaraston käyttöönottoa. Laatikko-janakuviossa korostettu viiva on mediaani, laatikko sisältää 50 % kaikista mittauksista ja janojen päät ovat minimi- sekä maksimiarvoja.

torin toimittamana. Latauspisteet käyttävät hallintajärjestelmän välisessä kommunikaatiossa OCPP 1.6 -protokollaa GPRS-yhteydellä. Käyttäjä voi tunnistautua ja aloittaa lataustapahtuman joko mobiilisovelluksella tai etäluettavalla tunnisteella (*RFID*).

Kuvassa 6.4 on esitetty kuukauden ja kellotunnin vaikutus kiinteistösähkön keskituntitehoon laatikko-janakuviona vuosilta 2016–2019 ennen kuin akkusähkövarasto kytkettiin kiinteistösähkөөn. Kuvioiden perusteella voidaan todeta, että kohde on hyvin tyypillinen toimistokiinteistö, joka on kaukolämmitetty eikä kuulu kaukojäähdytysverkostoon. Kesäkuukausien keskituntitehot ovat korkeampia ja työssäkäynti näkyy kellotuntien 7:00–17:00 välisenä aikana.

6.3 Huipputehon käyttäytyminen

Osmontien kaltaisessa toimistorakennuksessa huipputehon hetki osuu tyypillisesti kesäaikaan vedenjäähdytyslaitteistojen tehon tarpeen takia. Näin ollen on tarpeen tarkastella, minkälainen korrelaatio on ulkolämpötilalla sekä kiinteistösähkökuormalla. Tätä varten voidaan hyödyntää Ilmatieteenlaitoksen lämpötilamittauksia sekä kohteen AMR-dataa. Valitaan aikaväliksi sama kuin kuvassa 6.4 eli vuodet 2016–2019 ennen akkusähkövaraston kytkemistä kiinteistösähköverkkoon. Kuvassa 6.5 on esitetty tarkastellulta aikaväliltä Ilmatieteenlaitoksen Kaisaniemen mittausdata [110] sekä kiinteistösähkön keskituntitehojen jakaumat. Kuvaajista havaitaan, että kiinteistösähkötehon ja lämpötilan aineisto eivät ole normaali-jakautuneita, jos tarkastellaan koko vuotta. Vuodenajat vaikuttavat lämpötilaan, ja näin ollen edelleen kiinteistösähkötehon jakautumiseen. Joka vuonna on havait-

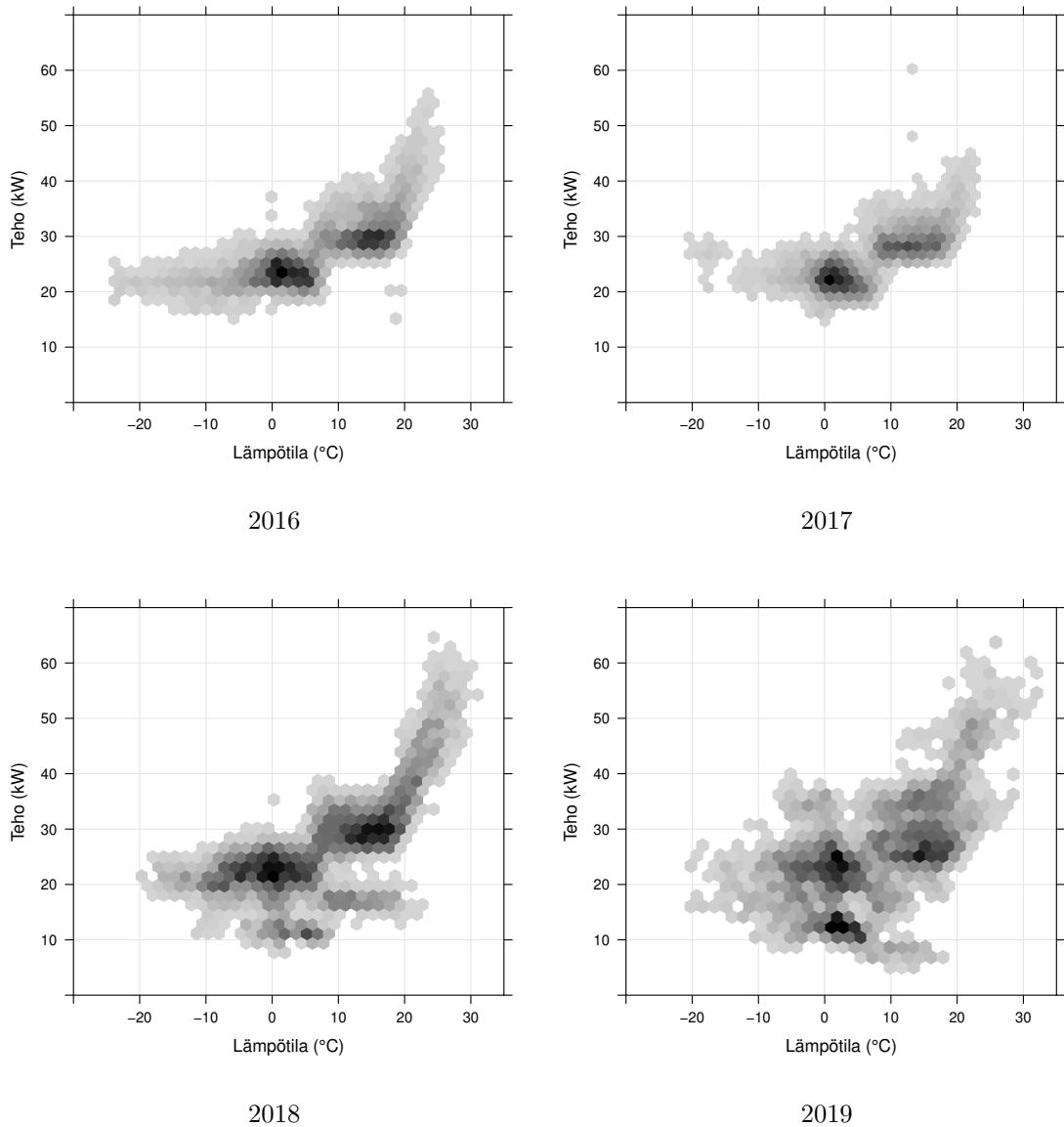


Kuva 6.5: Vuosien 2016–2019 (ennen akkusähkövaraston käyttöönottoa) Ilmatieteenlaitoksen Kaisaniemen mittausdatan sekä kiinteistösähkön keskituntitehojen jakaumat.

tavissa lämpötilalla kaksi jakaumaa: kesällä ja talvella. Puolestaan tehon jakautuminen noudattaa lämpötilaa, mutta erona on kolmas jakauma pienillä tehoilla, jotka johtuvat ilmastointijärjestelmään tehdyistä muutoksista vuonna 2017. Aineisto kuvassa 6.5 puoltaa sitä, että kiinteistösähkötehon leikkausrajalle on määriteltävä vähintään kaksi arvoa, jotta huipputehon rajoittaminen olisi järkevää. Toisin sanottuna, jos määriteltäisiin vain yksi raja esimerkiksi kesän huipputehon tarpeen mukaan, akun käyttöaste olisi hyvin alhainen syys- ja talvikausina. Kuvassa 6.6 on esitetty kiinteistösähkön pätöteho vastaavan tunnin Ilmatieteenlaitoksen Kaisaniemen mittauspisteen lämpötilan [110] funktiona vuosilta 2016–2019. Vuoden 2019 data sisältää kuvassa 6.6 myös ajat akun käyttöönoton jälkeen. Datan suuren määrän vuoksi on käytetty kuusikulmioita kuvaamaan pisteiden keskittymiä; mitä tummempi kuusikulmio sitä enemmän datapisteitä.

Teho-lämpötila -kuvaajista kuvassa 6.6 nähdään, että kiinteistösähkön korrelaatio lämpötilaan vaihtelee vuosittain. Vuonna 2018 oli Helsingissä poikkeuksellisen monta hellepäivää. Kaisaniemen mittauspisteen mukaan huippulämpötila oli 30,2 °C. Sama voidaan todeta myös vuoden 2019 kuvaajasta, jossa datapisteitä on huomattavasti myös yli 30 asteen lämpötiloissa. Vastaavasti vuonna 2017 korkein lämpötila oli vain 23,5 °C. Lisäksi vuonna 2018 ilmastointijärjestelmään tehdyn säädön vuoksi pienempiä datapisteitä kasaantuu 10 kW tienoille. Erityisesti vuonna 2019 on havaittavissa datapisteiden merkittävää hajontaa, kun kiinteistösähkössä on myös akkusähkövarasto sekä sähköautojen latauspisteet. Tämä voidaan havaita yksittäisistä suuremmista datapisteistä, jotka eivät näytä olevan lämpötilasta riippuvaisia, vuoden 2019 kuvassa.

Vuosien 2016–2018 kuvaajasta voidaan nähdä ilmastointijärjestelmän toiminta: ilmastointia ei säädetä ulkolämpötilan mukaan jatkuvan verrannollisesti, vaan portaittain. Lämpötilan ollessa noin -20–5 °C ja 5–20 °C käytetään tiettyjä tehoja. Lämpötilan ylittäessä +20 °C kiinteistösähköteho kasvaa lähes lineaarisesti ulkolämpötilan funktiona. On kui-



Kuva 6.6: Helen Sähköverkon toimitilan kiinteistösähkön mittausdata vuosilta 2016–2019 (myös akun käyttöönoton jälkeen) Ilmatieteen laitoksen Kaisaniemen mittauspisteen lämpötilan funktiona.

tenkin selvää, että korrelaatio ei ole täysin eksponentiaalinen, logaritminen tai lineaarinen, jos tarkastellaan kaikkea mittausdataa, joten ei ole tarpeen laskea esimerkiksi Pearsonin tai muuta korrelaatiokerrointa.

Voidaan tehdä johtopäätös, että kiinteistösähkökuormaa on mahdollista optimoida jo pelkästään ilmastointijärjestelmän säädettävyyttä parantamalla. Toisaalta tämä voi olla haasteellista työntekijöiden mukavuutta vähentämättä. Voidaan myös päätellä, että akkuteholähteelle määriteltävät huipunleikkausrajat ovat riippuvaisia kuvassa 6.6 esiintyvistä lämpötiloista. Suurin hyöty akkuteholähteestä saadaan asettamalla sille useampi leikkausraja kuvassa 6.6 esiintyvien datapisteiden kasaantumisien määrittämien tehoarvojen mukaan, jos kohteessa ei ole sähköautojen satunnaista latauskuormaa. Kuten jo todet-

tiin, useammalla leikkausrajalla voidaan minimoida vuosittainen tehomaksu tehokkaammin kuin yhdellä rajalla. Haasteeksi muodostuu määrittellä kuukausi, jolloin leikkausraja vaihdetaan. Päivämäärän määrittelyssä voitaisiin hyödyntää esimerkiksi lämpötilan liukuva keskiarvoa joltakin aikaväliltä. Leikkausraja täten voitaisiin vaihtaa, kun lämpötilan liukuva keskiarvo ylittäisi tai alittaisi kuvan 6.6 määrittämän lämpötilarajan (n. 5 °C).

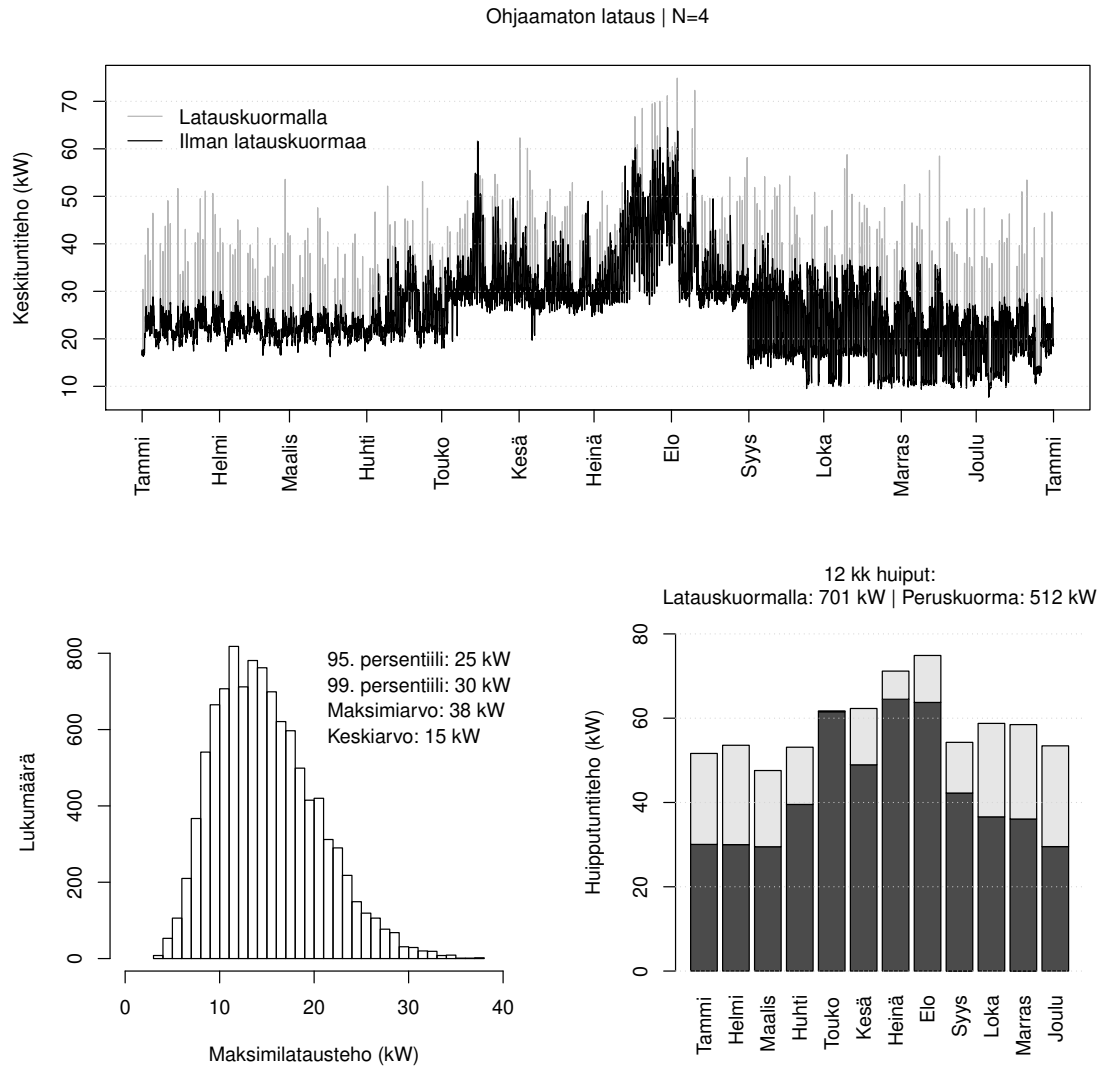
Kun kohteeseen asennettiin hajautetut energiareсурssit eli sähköautojen latauspisteet sekä akkuteholähde elokuussa 2019, kiinteistösähkön kulutuksen korrelaatio ulkoilmälämpötilaan heikkeni. Tämä vaikeuttaa optimaalisten leikkausrajojen määrittelyä, koska ei voida suoraan valita datapisteiden määrittelemiä kasaantumia. Näin ollen on syytä hakea akulle leikkaus- ja -purkurajat siten, että simuloidaan sähköautojen latauskuormaa kiinteistösähkönkulutuksen päälle. Sähköautojen *hosting capacity* eli suurin mahdollinen määrä sähköautoja, joita voidaan ladata kohteessa, on riippuvainen käytetystä lataustavasta.

Mikäli lataustehoa ei rajoiteta lainkaan, autot saavat ajovoima-akkunsa varaustilan nopeammin täyteen, mutta suurin mahdollinen automäärä on pienempi kuin koko työpäivän ajaksi jaetussa latauksessa. Latauskuormaa voidaan hallita kohteessa siten, että rajoitetaan latausryhmän virtaa OCP-protokollalla, joka esiteltiin luvussa 4.3. Latausjärjestelmä mahdollistaa latausryhmän tehonhallinnan siten, että käyttäjä, eli Helen Sähköverkko Oy, voi asettaa joko sen ottoteholle tai erillisille mittauspisteelle (tässä tapauksessa kiinteistösähkön mittaukselle) suurimman sallitun arvon. Latauskuorman ylärajan määrittelee latausryhmäkeskuksen pääsulakkeiden nimellisvirta, joka on 250 A, jolloin latauskuorma voi olla enintään $\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 250 \text{ A} = 173 \text{ kW}$. Toisaalta, koska käytössä on gG-sulakkeet, tämä raja ei ole absoluuttinen, vaan se voidaan myös ylittää sulakkeiden toiminta-aikakäyrien määrittelemien aikojen verran.

Koska latauspisteiden latausliittimet ovat tyyppiä 2, ei voida suoraan hyödyntää automatiikalla toimivaa latauspisteillä tehtävää älykästä kuormaohjausta. Siihen tarvitaan ajovoima-akun ja latausjärjestelmän välinen kommunikaatio, jolla mahdollistetaan ajovoima-akun varaustilatiedon siirto. Monet sähköautot kuitenkin mahdollistavat lataustapahtuman optimoinnin siten, että käyttäjä voi määrittellä lataustehon. Manuaalinen tehonhallinta on siten mahdollista asettamalla latausrajaksi ajovoima-akun varaustilan ja työssäoloajan osamäärä. On siis syytä esittää tilanteet sekä ohjaamattomalle että älykkäälle eli kuormaohjatulle lataukselle. Luvun lopussa esitetään myös akkuteholähteellä suoritettava huipunleikkaus.

6.4 Latauskuormituksen ja tehonhallinnan vaikutukset

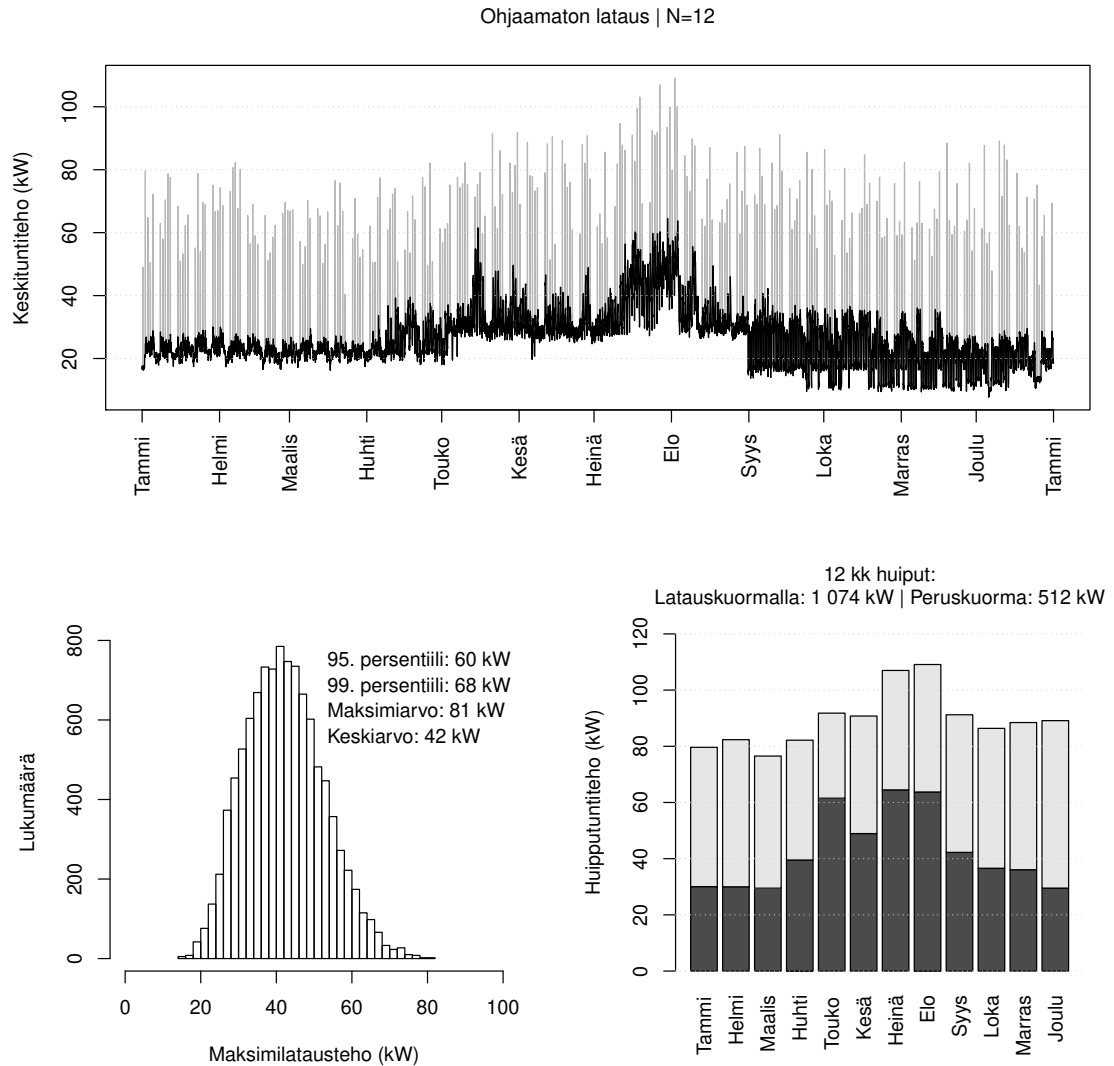
Luvussa 5 ja liitteessä B on esitetty latauskuorman algoritmi, jolla sähköautojen käyttäytymistä voidaan simuloida tehon tarpeen näkökulmasta eri ohjaustavoilla. Mallille asetetaan 40 iterointikierrosta, joka vastaa 40 vuoden pitoaikaa komponenteilla, jos määritellään, että yksi iterointikierron käy läpi koko vuoden päivät. Yhteensä tämä tarkoittaa 10 400 simuloitavaa päivittäistä lataustapahtumaa. Osmontien tapauksessa tällä lukumäärällä saatiin riittävän tarkkoja tuloksia. Kierroksista valitaan satunnaispoimintana yksi,



Kuva 6.7: Osmontiellä 4 sähköautoa ja käytössä ohjaamaton lataus. Histogrammissa kaikkien iterointikierroksien päivittäiset maksimilataustehot. Pylväsdiagrammissa esitetyn satunnaispoiminnan (ylin kuva) kuukausittaiset huipputuntitehot latauskuormalla ja ilman latauskuormaa. Simulointituloksen maksimi-arvo on 38 kW, joka on $38 / (4 \cdot 11) \cdot 100 \% \approx 86 \%$ teoreettisesta maksimi-arvosta.

josta esitetään kiinteistösähkön kulutusprofiili graafisesti, ja sitä vastaavien kuukausittaisen huipputehojen pylväsdiagrammi. Lisäksi esitetään päivittäisten maksimilataustehojen jakauma, jossa on jokaisen iterointikierroksen arvot jokaiselta päivältä.

Algoritmia ajettiin neljälle eri tapaukselle: 4, 12, 24 ja 39 autoa, joista viimeinen tapaus esittää tilannetta, jossa kohteen jokainen pysäköintiruutu on varustettu sähköajoneuvon latauspisteellä. Peruskuormana käytettiin vuoden 2018 kiinteistösähkön kulutuksen toteutumaa. Tässä luvussa esitetään neljän ja 12 auton tulokset. Kuvassa 6.7 on esitetty ohjaamattoman latauksen simulaatioiden tulokset neljällä autolla, joka on kiinteistön latauspisteitä aktiivisesti käyttävien sähköautojen määrä tämän diplomityön kirjoittamisen aikaan. Kuvassa 6.7 on kulutusprofiilissa esitetty simuloitu latauskuorma harmaalla ja

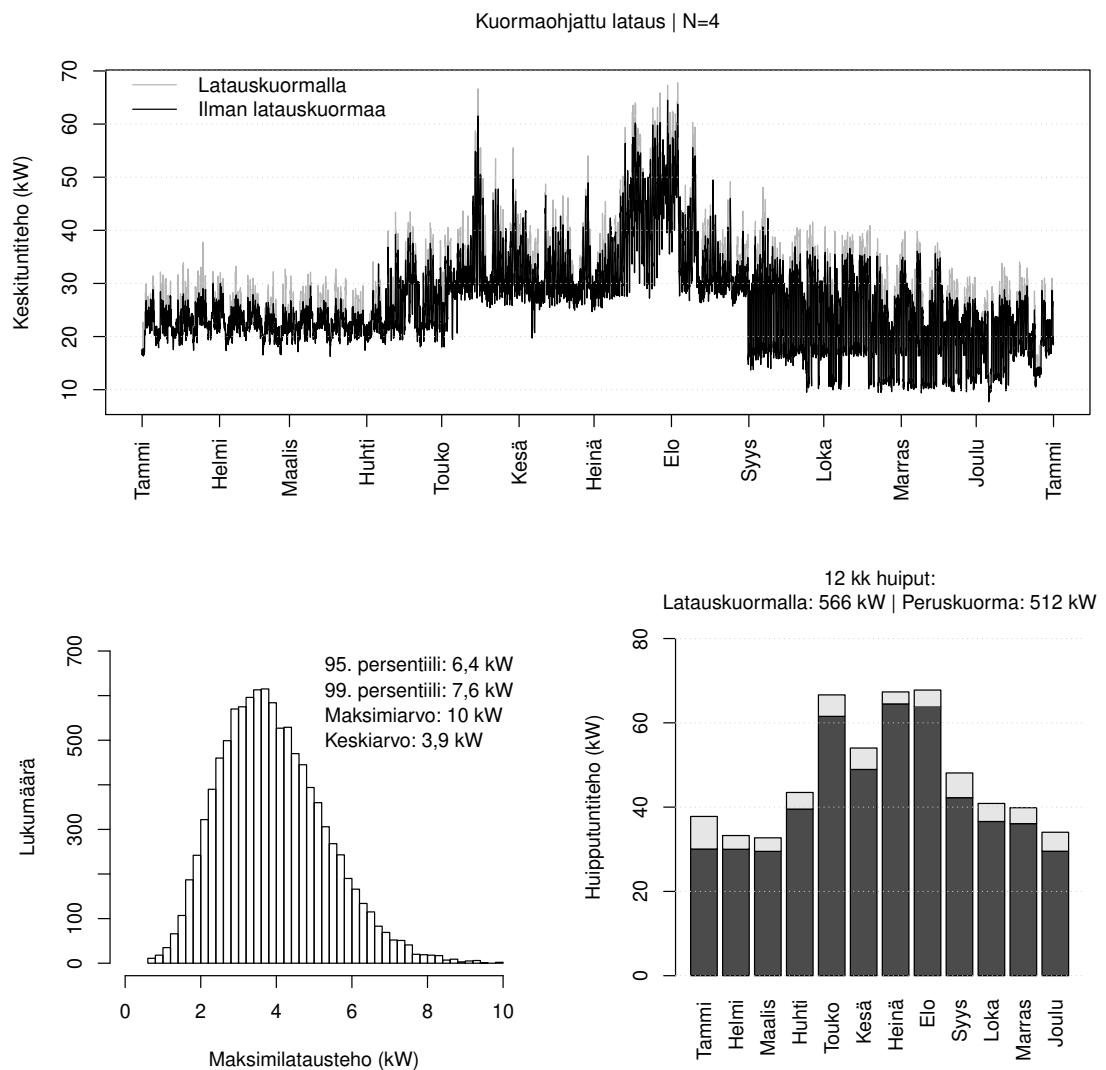


Kuva 6.8: Osmontiellä 12 sähköautoa ja käytössä ohjaamaton lataus. Simulointituloksien maksimi-arvo on $81/(12 \cdot 11) \cdot 100 \% \approx 67 \%$ teoreettisesta maksimi-arvosta.

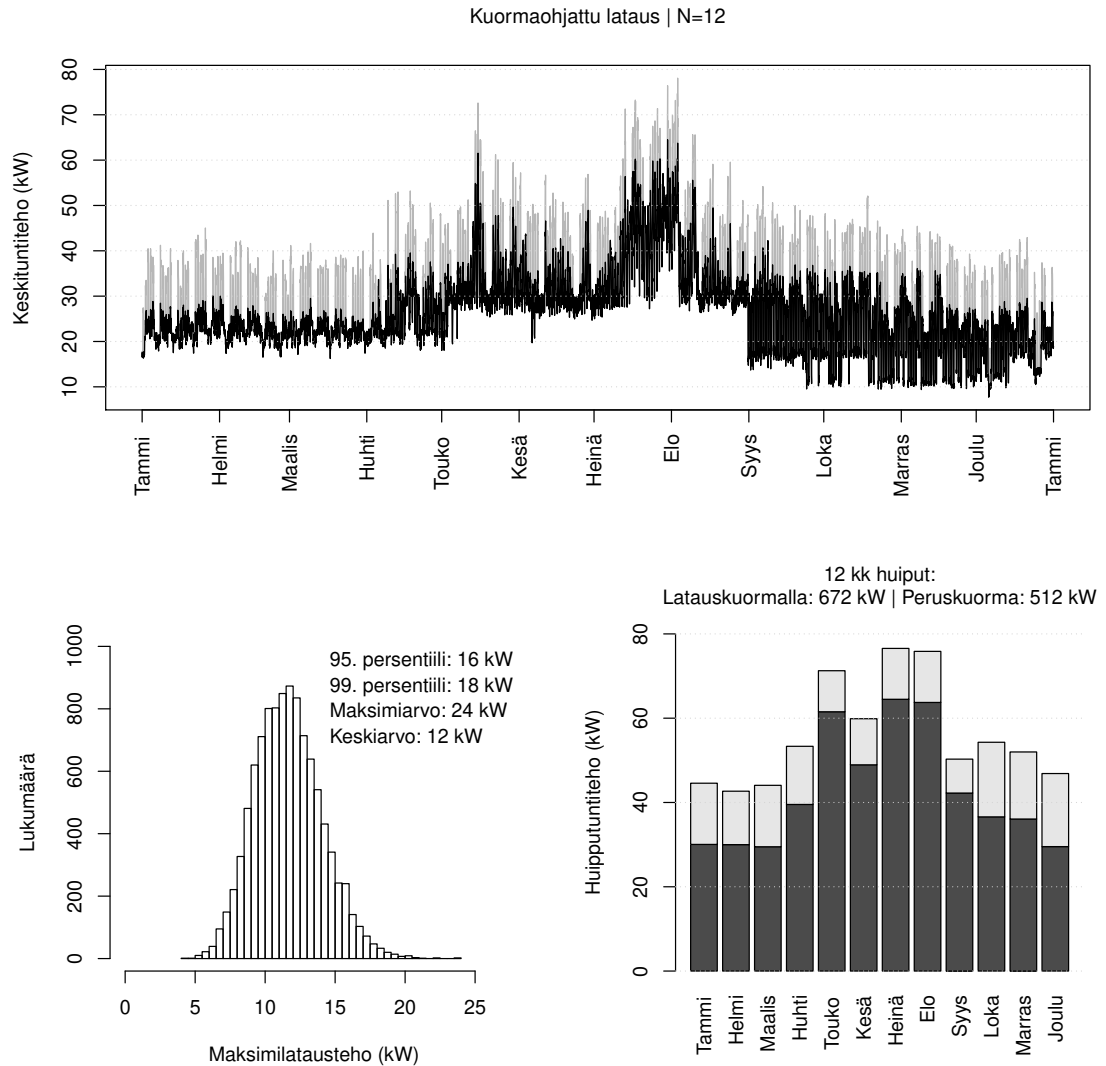
vuoden 2018 kiinteistösähkön kulutuksen toteuma mustalla. Kuvassa 6.8 on vastaavasti esitetty ohjaamattoman latauksen simulaatioiden tulokset 12 autolla, joka on tämän diplomityön kirjoittamisen aikaan latauspisteiden maksimimäärä, jos latauspisteiden varaukset lasketaan mukaan. Kaikki simulointitulokset on esitetty kootusti liitteessä D.

Kuvien 6.7–6.8 sekä liitteen D tuloksista nähdään erityisesti, miten merkittävästi ohjaamaton lataus vaikuttaa kiinteistösähkön huipputehoon. Pienillä automäärillä tehokuvaaja noudattaa lähes samaa muotoa kuin peruskuormalla, mutta suurella automäärällä latauskuorma alkaa dominoimaan kulutusprofiilia, joka voidaan nähdä myös kuukausien huipputehojen pylväsdiagrammista: huipputehoarvot lähestyvät samoja arvoja kuukaudesta riippumatta. Tämä johtuu siitä, että peruskuorman osuus kokonaistehosta pienenee, jolloin ainoastaan lataustapahtumien stokastinen käyttäytyminen vaikuttaa merkittävästi huipputehoarvoihin, eikä ulkolämpötila niin kuin aikaisemmin tarkastelluista teho-lämpötila-kuvaajista kävi ilmi (ks. kuva 6.6).

Neljän sähköauton käyttäessä latauspisteitä aktiivisesti, nousee vuoden 2018 kuukausien yhteenlasketut huipputehot keskimääräisesti $(701 - 512)/512 \cdot 100 \% = 37 \%$. Vastaava kasvu 12 autolla on $(1074 - 512)/512 \cdot 100 \% = 110 \%$. Vaikka huipputehot kasvavat merkittävästi, tuloksien perusteella jopa 24 ajoneuvoa (kts. liite D) kykenee ohjaamatomaan lataukseen kohteessa ilman, että kuormaa tulisi rajoittaa. Määritelty sulakeraja 173 kW ylitetään tällöin vuoden aikana keskimääräisesti kerran, ja silloinkin ylitysaika on niin lyhyt, että sillä ei ole vaikutusta kiinteistö- tai latausryhmäkeskuksen turvallisuuteen oikosulun tai ylikuormituksen näkökulmasta. Viimeisessä eli 39 auton tapauksessa sulakeraja ylitetään useita kertoja viikon sisällä. Tuloksista voidaan todeta, että kiinteistösähkön lähtö, joka syöttää sekä latauspisteitä että ilmanvaihtojärjestelmää ja vedenjäähdytyslaitteistoa, on mitoitettu kestämaan ohjaamatonta sähköautojen latausta. Täten tässä esitettyjen tuloksien perusteella lataustehon hallinta ei ole kohteessa välttämätöntä termisen kuormitettavuuden näkökulmasta.



Kuva 6.9: Osmontiellä 4 sähköautoa ja käytössä kuormaohjattu lataus.



Kuva 6.10: Osmontiellä 12 sähköautoa ja käytössä kuormaohjattu lataus.

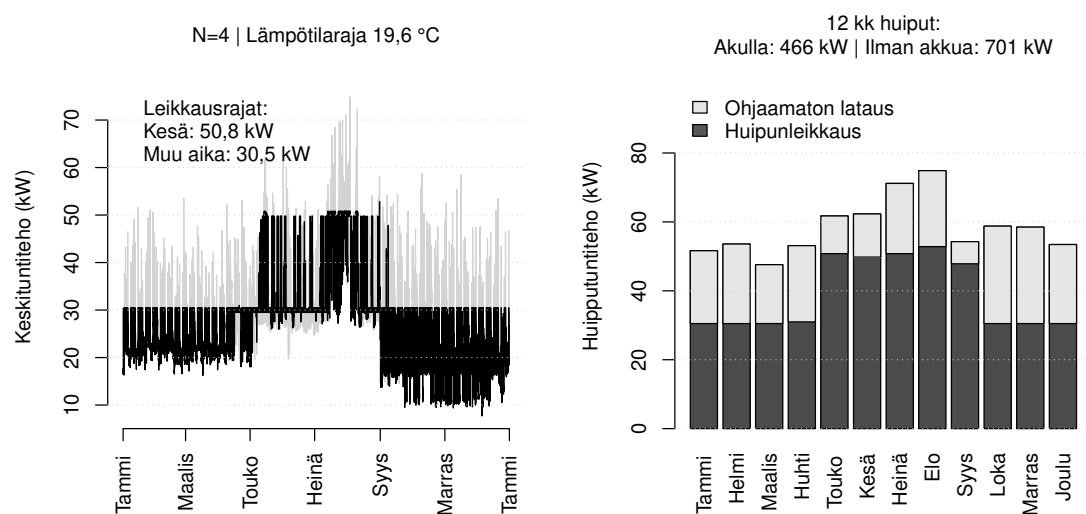
Koska asiakkaan kannalta ohjaamaton lataus kasvattaa sähkön siirtomaksun tehoperusteista komponenttia, on lataustehonhallinta kuitenkin taloudellisesta näkökulmasta kannattavaa. Tässä on esitetty sähköautojen latauspisteillä suoritettava kuormanohjaus tehonhallintakeinona huipputehojen rajoittamiseksi. Kuten jo mainittiin, Osmontien tapauksessa ei voida hyödyntää latausjärjestelmällä suoritettavaa ohjausta, koska latauspisteissä on käytössä tyyppin 2 liittimet. Toisaalta samaan lopputulokseen päästään, jos auton käyttäjä itse asettaa latauksen keston, mikä voidaan tehdä auton ajovoima-akun hallintajärjestelmän kautta manuaalisesti. Kuvassa 6.9 on esitetty kuormaohjausta simuloivan algoritmin tulokset neljälle aktiivisesti käytetylle autolle, kun pitoaikana on 40 vuotta. Vastaavat tulokset 12 autolle ovat kuvassa 6.10. Kuormaohjatun latauskuorman tuloksista nähdään merkittävästi alentuneet huipputehot verrattuna ohjaamattomaan lataukseen. Kuormaohjattu lataus käyttäytyy kiinteistösähkön kulutusprofiilissa käytännössä kasvaneena peruskuormana, koska latauskuorma summautuu peruskuorman päälle tasaisesti (ks. luku 5). Latauksen lopetushetken arvioiminen on täten helpompaa.

Huipunleikkaus akkuteholähteellä

Tarkastellaan kiinteistösähkön huipputehon leikkausta akkuteholähteellä, joka on asennettu kohteeseen. Akkuteholähdettä voidaan käyttää kiinteistösähkön leikkaamiseen, jolloin käyttäjän ei tarvitse muuttaa toimintaansa. Lisäksi sillä voidaan leikata myös sähköajoneuvojen satunnaisesti käyttäytyvää latauskuormaa. Olennaista akulla suoritettavassa huipunleikkauksessa on löytää optimaaliset leikkaus- ja purkurajat. Helen Sähköverkon sisäisien tutkimuksien perusteella akkuteholähteen leikkaus- ja purkuraja on huipputehon rajoittamisessa hyödyllisintä pitää samana, jos kiinteistössä ei ole sähköenergiantuotantoa. Toisin sanoen akkua puretaan, kun tehomittauksen perusteella määritelty raja ylitetään, ja vastaavasti akkua ladataan, jos raja alitetaan. Tässä tarkasteltavan akkuteholähteen (kts. liite C) toimittaja suosittelee kuitenkin, että leikkaus- ja purkurajan erotuksen itseisarvo olisi vähintään 1 kW.

Perinteinen tapa näiden huipunleikkausrajojen etsimiseen on ollut sähkönkäyttöpaikan profiili sekä historiallisesti toteutuneet huipputehot kuten aikaisemmin esitettiin. Koska kohteessa on satunnaisesti käyttäytyvää sähköajoneuvojen latauskuormaa ja koska tämä mallinnettiin aikaisemmin tässä luvussa, voidaan leikkausrajat etsiä hyödyntämällä geneettistä algoritmia, joka on esitetty luvussa 5.3 ja liitteessä B. Algoritmin tavoiteyhtälö on koko vuoden kuukausittaisien huipputehojen summan minimointi. Tämä yhtälö esitettiin luvussa 5.3. Algoritmilta voidaan myös määritellä, kuinka monta rajaa se etsii. Kuvas-
ta 6.6 havaittiin, että suurin hyöty saadaan asettamalla useampi kuin yksi ulkolämpötilariippuvainen leikkausraja akulle, jotta sen käyttöaste olisi optimaalinen. Riittävä hyöty saadaan kahdella leikkausrajalla, koska suurin osa arvoista on kahden datakasautuman ympärillä.

Kuvassa 6.11 on esitetty geneettisellä algoritmilla suoritettut huipunleikkaussimuloinnit se-

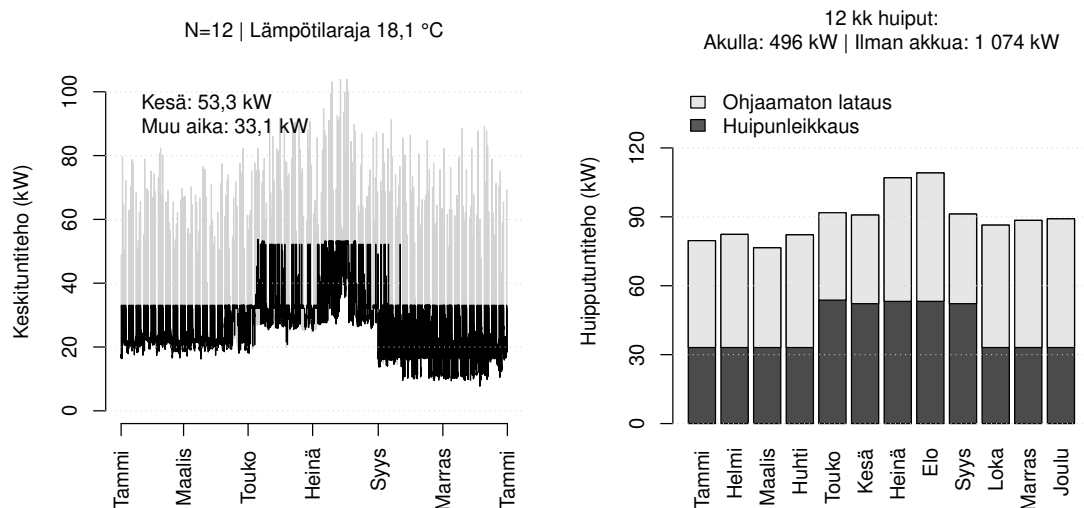


Kuva 6.11: Leikattu neljän auton ohjaamaton latauskuorma. Vasemalla kulutusprofiili, jossa on esitetty mustalla kiinteistösähkön kulutus akun huipunleikkauksella ja harmaalla ilman akkua. Oikealla vastaavien profiilien kuukausittaiset huipputuntitehot.

kä löydettyt optimaaliset huipunleikkausrajat Osmontien tapaukselle, kun sähköautoja on 4 ja käytetään ohjaamatonta sähköautojen latausta. Lisäksi on esitetty kuuden tunnin liukuvan keskiarvon lämpötilaraja, jonka ylittyttyä huipunleikkausraja vaihdetaan kesärajaan ja alitettua muun ajan raja. Kuvasta 6.11 nähdään, että akkuteholähde on tehokas tapa ohjaamattoman latauskuorman huipputehon rajoittamiseksi. Vastaavat tulokset 12 autolle on esitetty kuvassa 6.12. Kaikki tulokset eri automäärille on esitetty kattavasti liitteessä D.

Huipunleikkausrajojen etsintä optimoimalla simuloitua sähkön kulutusprofiilia on pätevä keino, jos toimistokiinteistön työntekijät, jotka käyttävät sähköautoja, käyttävät työpaikan latauspisteitä säännöllisesti. Mikäli työssäkäynti on hyvin epäsäännöllistä ja näin ollen latauspisteitä käyttävien sähköautojen lukumäärä vaihtelee paljon, eivät tässä työssä esitellyllä optimointimenetelmällä löydetty huipunleikkausrajat ole niin kustannusoptimaalisia asiakkaalle. Työssäkäynnin epäsäännöllisyyttä voitaisiin myös simuloida luodulla algoritmilla siten, että autojen määrä kohteessa vaihtelee päivittäin jonkin todennäköisyysjakauksen mukaisesti. Tällöin kuitenkin tulisi määritellä myös uusia herkkyyssparametreja, ja esiteltävien skenaarioiden määrä moninkertaistuisi. Täten on päätetty rajata työssäkäynnin epäsäännöllisyys ulos tämän diplomityön tarkasteluista. Lisäksi todettakoon, että aktiivista työssäkäyntiä simuloimalla saadaan latauspisteiden mitoitustehot varmemmiksi ylikuormituksen varalta. Sähkönjakeluverkon mitoittamisen kannalta aktiivisesti käytettyjen latauspisteiden vaikutukset ovat näin ollen kiinnostavampi skenaario.

Lopuksi simuloitiin vielä älykkään latauksen ja huipunleikkauksen yhdistämistä tehonhallintakeinona. Nämä sähkönkulutusprofiilit eri automäärillä ovat liitteessä D. Huipunleikkausta voidaan siis käyttää myös kuormaohjatun latauksen rajoittamiseen, mutta se ei ole niin kustannustehokasta, ja tätä tarkastellaan seuraavassa luvussa.



Kuva 6.12: Leikattu 12 auton ohjaamaton latauskuorma.

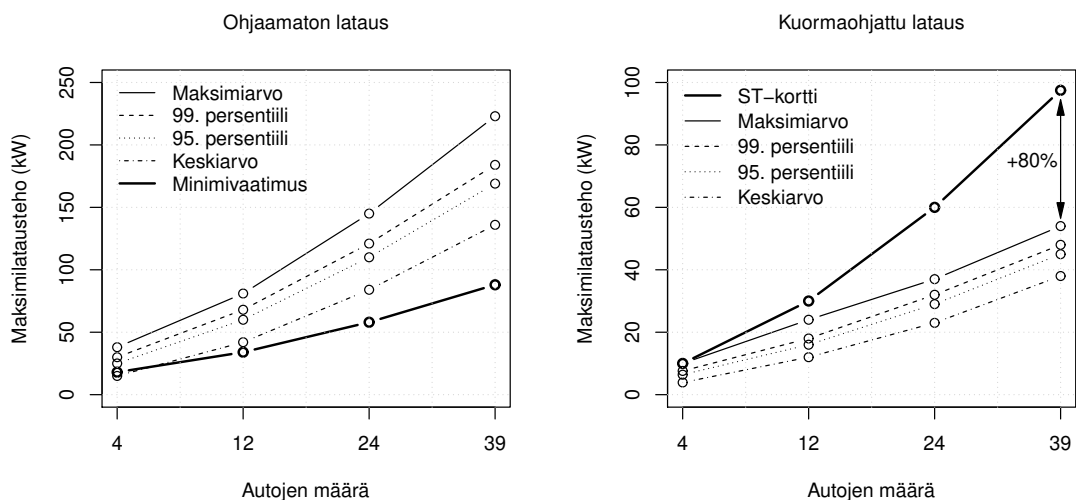
6.5 Latausskenaaroiden vertailu

Latauspisteiden mitoitustehon arvioiminen

Ohjaamattoman ja kuormaohjatun latauksen eriävät käyttäytymiset voidaan havaita jo niiden sähkön kulutusprofileja tarkastelemalla. Erityisesti eroja on havaittavissa suurilla automäärillä. Esimerkiksi käyttämällä kuormaohjattua latausta, vuoden huipputehojen summa kohteen nykyisien varauksien lukumäärällä eli 12 autolla on $(672 - 1074)/1074 \cdot 100 \% = -37,4 \%$ pienempi kuin ilman tehonhallintaa. Mitoitustehoja vertailemalla saadaan arvioita todellisesta latauspistekohtaisesta mitoitustehosta. Kuvassa 6.13 on esitetty eri automäärillä saadut päivittäisten maksimilataustehojen maksimiarvo, 99. persentiili, 95. persentiili ja keskiarvo sekä ohjaamattomalle että kuormaohjatulle lataukselle autojen määrän funktiona. ST-kortissa 13.31 [57] esitetty minimivaatimus sähköistetyille autopai-koille on esitetty ohjaamattomalle latauksen mitoitusvertailussa yhtälöllä (6.1).

$$P_{paikoitus} = 10 \text{ kW} + 2 \text{ kW/kpl} \cdot N_{max}, \quad (6.1)$$

missä N_{max} sähköistettyjen autopaikkojen lukumäärä. Kuvasta 6.13 nähdään, että ST-kortissa mainittu vähimmäisvaraus eli "Minimivaatimus" riittää kattamaan ainoastaan pienien automäärien (neljä autoa tai alle) keskiarvoisen tehon tarpeen ohjaamattomalla latauksella. Yhtälöä (6.1) ei tulisi kuitenkaan käyttää latauspisteiden huipputehon mitoitamiseen, jos käytössä ei ole älykästä latausjärjestelmää eli esimerkiksi kuormanohjausta. Tällöin tulisi huomioida ST-kortin mukaan kaikkien latauspisteiden yhteenlaskettu huipputeho, joka Osmontien tapauksessa olisi N latauspisteellä $N \cdot 11 \text{ kW}$. Olkoon \mathbf{P}_{mit} latauspisteiden mitoitustehon vektori. Näin ollen automäärillä (4, 12, 24, 39) saadaan ST-kortin mukaisesti mitoitustehoiksi ohjaamattomalle lataukselle $\mathbf{P}_{mit} = (44, 132, 264, 429) \text{ kW}$. Simulointituloksiin verrattuna tulisi täten reilua ylimitoitusta erityisesti suurilla automäärillä eikä tätä ole sen vuoksi esitetty kuvan 6.13 yhteydessä. Esimerkiksi 12 autolla



Kuva 6.13: Osmontien sähköautojen latauskuormien mitoitustehot.

latauspisteiden tehon tarve olisi $(132 - 81)/81 \cdot 100 \% = 63 \%$ ylimitoitettu. Vastaavasti neljällä autolla ylimitoitus olisi vain $(44 - 38)/38 \cdot 100 \% = 15,8 \%$. On huomioitava, että edellä esitetyissä laskuissa arvot 81 kW ja 44 kW ovat tuloksia päivittäisten maksimilataustehojen maksimiarvoille neljällä ja 12 autolla, kun algoritmilla simuloitiin 40 vuoden pitoaikaa.

Vertailtaessa 99. persentiilin mitoitusravoon, joka on yleisesti sähkönjakeluverkkoalalla käytetty huipputehojen arvioinnissa, ST-kortin 13.31 määrittelemä ohjaamattoman latauksen mitoitusravojen vektori \mathbf{P}_{mit} olisi reilusti yliarvioitu. Toisaalta ylimitoitus on perusteltua, koska ylimitoitettujen kiinteistösähköverkkokomponenttien investointikustannukset eivät ole merkitsevästi suurempia kuin termisesti optimaalisesti mitoitettut, ja alimitoitettuja asennuksia ei tulisi tehdä. Kuitenkin mitoittamalla latauspisteet ST-kortin ohjaamattoman latauksen tapaan, rajoitetaan merkittävästi latauspisteiden mahdollista maksimimäärää suunniteltavassa kohteessa. Tämä myös johtaa sähköliittymän ylimitoitamiseen.

Kuormaohjatussa latauksessa, jonka mitoitustehot on esitetty kuvassa 6.13 oikealla, huomionarvoista on latauskuormien pienemmät hajonnat. Seikka on selitettävissä sillä, että lataustapahtumat ovat pituudeltaan 8 tuntia, jolloin keskituntilataustehot sisältävät vähemmän hajontaa. ST-kortin mukaan älykäs latausjärjestelmä tulisi mitoittaa yhtälön (6.2) mukaisesti. Kuvassa 6.13 oikealla on käytetty yhtälöä (6.2) käyrän "ST-kortti" määrittelyssä.

$$P_{lataus} = \frac{\text{haluttu toimitasäde latauskerralla (km)} \cdot 0,20 \text{ kWh/km} \cdot N_{max}}{\text{latauskerran aika (h)}} \quad (6.2)$$

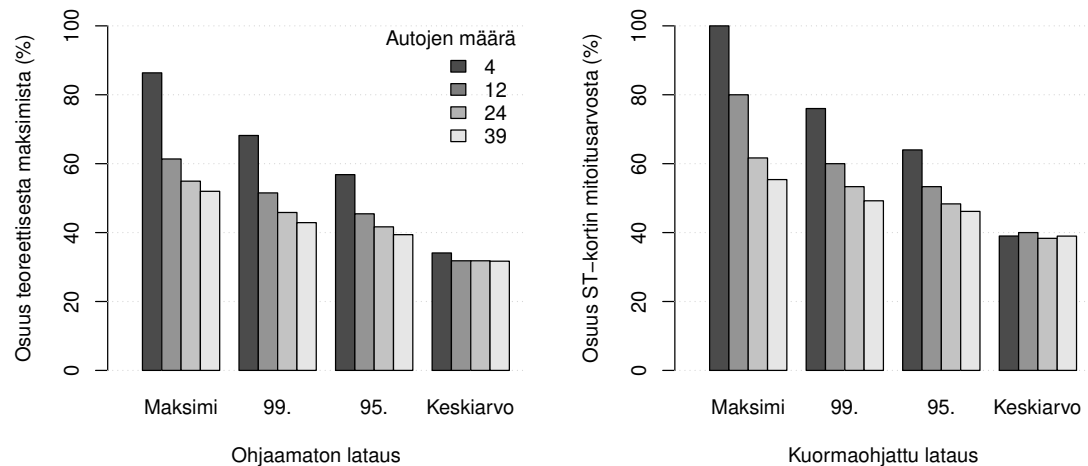
Mikäli käytetään tässä tutkimuksessa määriteltyä 8 tunnin latausaikaa toimistokiinteistöissä, yhtälön (6.2) mukaan yhden latauspisteen mitoitustehoksi tulisi 2,5 kW, kun haluttu toimitasäde on 100 km. Kuvasta 6.13 havaitaan kuitenkin, että kuten ohjaamattoman latauksen tapauksessa, niin myös kuormaohjatussa latauksessa tehon tarve ylimitoituu, pahimmillaan 80 prosenttisesti. Mitoitusvirhe kasvaa suuremmilla automäärillä.

Tehojen risteilyä suurilla automäärillä eli toteutuneen maksimilataustehon alenemista selvittää kuva 6.14, jossa on esitetty vasemmalla ohjaamattoman latauksen simulointituloksien eri mitoitusravojen osuudet teoreettisesta maksimiarvosta ($11 \cdot N_{max}$). Oikealla on esitetty kuormaohjatun latauksen vastaavien mitoitusravojen osuudet ST-kortin mukaiseen mitoitusravoon. Huomionarvoista on, että simulointituloksien keskiarvojen suhde vertailuarvoon pysyy lähes samana riippumatta automäärästä. Suuremmilla automäärillä puolestaan mitoittava teho on teoreettista arvoa huomattavasti alhaisempi.

Tässä luvussa esiteltyjen tuloksien perusteella Osmontielle voidaan johtaa uudet latauspistekohtaiset mitoitustehot sekä ohjaamattomalle että älykkäälle kuormaohjatulle lataukselle hyödyntämällä lineaarista regressiomallia. Taulukossa 6.1 on esitetty simulointituloksien perusteella saadut mitoitussyhtälöt. Keskeistä taulukossa 6.1 on, että mitoitussyhtälöistä saatava tulos riippuu käytettävästä huipputehon ylitystodennäköisyydestä. On myös huomioitava, että yhtälöt eivät sisällä latauskuorman kasvuvaraa, vaan ne antavat termisen

Taulukko 6.1: Osmontielle simulointituloksista johdetut 5 % ylitystodennäköisyyden, 1 % ylitystodennäköisyyden ja maksimiarvon mukaiset mitoitusyhtälöt. Latauskerran aika on 8 tuntia ja haluttu toimintasäde sekä ajoneuvojen energiatehokkuus on esitetty algoritmin määrittelyssä luvussa 5.

	$P_{lat,95}$	$P_{lat,99}$	$P_{lat,max}$	
Ohjaamaton lataus	$9,87 + 4,11N_{max}$	$14,10 + 4,39N_{max}$	$17,36 + 5,29N_{max}$	kW
Kuormaohjattu lataus	$2,42 + 1,10N_{max}$	$3,70 + 1,15N_{max}$	$7,06 + 1,23N_{max}$	kW



Kuva 6.14: Vasemalla ohjaamattoman latauksen simulointituloksien mitoitusarvojen osuudet teoreettisesta maksimiarvosta. Oikealla kuormaohjatun latauksen simulointituloksien mitoitusarvojen osuudet ST-kortin mukaisesta älykkään latauspisteen mitoitusarvosta.

kuormitettavuuden näkökulmasta optimaaliset mitoitusastet, jos latauspisteiden määrä tai niiden nimellistehot eivät muutu.

Tehonhallintamenetelmien kannattavuus

Talukkoon 6.2 on tiivistetty latausskenaarioiden tuloksia huipputehojen ja tehomaksujen näkökulmasta vuodelle 2018, joka toimi simuloinneissa peruskuormana. Ilman tehonhallintaa eli ohjaamattomalla latauksella tehomaksut ovat suurimmat kaikista skenaarioista. Kyseisessä skenaariossa tehomaksu kasvoi latauspisteiden (ja edelleen autojen) lukumäärästä N riippuen 346–978 €/latauspiste/a.

Tuloksien perusteella älykkäiden latauspisteiden käyttäminen on taloudellisesti järkevää; tehomaksuissa tehty säästö on autojen lukumäärästä riippuen välillä 754–7 745 €/a. Kokonaisäästöjen suuruus kasvaa, kun latauspisteitä on enemmän, mutta autokohtainen vuosittainen säästö on kuitenkin melko vakio: älykkäillä latauspisteillä keskimääräisesti 197 €/a. Älykkään latauspisteen investointikustannus on kuitenkin korkeampi kuin peruslatauspisteen. Hinta vaihtelee riippuen asiakkaalle tehdystä tarjouksesta. Jos oletetaan, että älykäs latauspiste on keskimäärin 1 000 € kalliimpi, on sen takaisinmaksuaika tuloksien perusteella noin 5 vuotta. Tässä luvussa esitellyssä case-kohteessa ei ollut tarpeen teh-

dä sähköliittymän tai kiinteistösähköverkon vahvistuksia latauspisteiden takia. Liittymän vahvistus saattaa kuitenkin tulla eteen joissain tapauksissa, jolloin älykkään latauspisteen takaisinmaksuaika lyhenee eli sen kannattavuus paranee vastaanvanlaisessa vertailussa.

Odotetusti akkuteholähteellä suoritettavalla tehonhallinnalla saadaan suurin säästö tehomaksuissa; autojen lukumäärästä riippuen noin 1 300–8 000 €/a. Case-kohteen akkujärjestelmän vuosittaiset kustannukset ovat kuitenkin moninkertaisia tähän nähden, joten tulokset vahvistavat hypoteesin, että pelkkä huipunleikkaus akkuteholähteellä ei ole taloudellisesti järkevää. Tuloksista nähdään myös, että älykkäiden latauspisteiden ja akkuteholähteen huipunleikkauksen yhteiskäytöllä ei saada merkittävää lisähyötyä tehomaksujen näkökulmasta vertailtaessa sitä pelkkään älykkäiden latauspisteiden käyttöön. Saatu autokohtainen lisähyöty on noin 28–140 €/a. Täten ei ole taloudellisesti perusteltua käyttää akkuteholähdettä, jolla tyypillisesti on korkea investointikustannus, kuormaohjatun latauksen leikkaamiseen, jos tavoitellaan tehomaksujen minimoimista.

On huomioitava, että esitelyihin simulointituloksiin sisältyy oletus, että latauspisteitä käytetään aktiivisesti joka arkipäivä. Mikäli latauspisteiden käyttöaste on alhainen, laskee todennäköisyys sille, että saadaan yhtä suuria vuosittaisia huipputehosummia. Vastaa- vasti, jos latauspisteitä käytetään useammin päivän aikana kuin tässä työssä esitellyissä simulaatioissa, esimerkiksi useiden ylimääraisien työpäivän kesken tehtävien matkojen tai

Taulukko 6.2: Yhteenveto Osmontien latausskenaarioiden huipputehoista. Huipputehosumma on kuukausittaisien huipputehojen summa. Tehomaksu on laskettu huipputehosummasta Helen Sähköverkon pienjännitetehotariffin 5,58 €/kW mukaisesti. Oikeanpuolimmaisimpaan sarakkeeseen on laskettu vuosittainen latauspistekohtainen säästö tehomaksuissa vertailtaessa ohjaamattomaan lataukseen.

Latausskenaario	N	Huipputehosumma/a	Tehomaksu/a	Säästö/lat.piste/a
Ohjaamaton	4	701 kW	3 912 €	-
	12	1 074 kW	5 993 €	-
	24	1 745 kW	9 737 €	-
	39	2 416 kW	13 481 €	-
Kuormaohjattu	4	566 kW	3 158 €	189 €
	12	672 kW	3 750 €	187 €
	24	819 kW	4 570 €	215 €
	39	1 028 kW	5 736 €	199 €
Ohjaamaton ja huipunleikkaus	4	466 kW	2 601 €	328 €
	12	496 kW	2 769 €	269 €
	24	548 kW	3 056 €	278 €
	39	976 kW	5 448 €	206 €
Kuormaohjattu ja huipunleikkaus	4	466 kW	2 601 €	328 €
	12	516 kW	2 879 €	260 €
	24	667 kW	3 722 €	251 €
	39	834 kW	4 654 €	226 €

vierailijoiden käyttäessä latauspisteitä, vuosittaisen huipputehosumman voidaan olettaa kasvavan, mikäli lataustapahtumien energian tarve kasvaa samassa suhteessa.

Huipunleikkaustuloksien perusteella ohjaamattoman latauskuorman optimaalisten leikkausrajojen löytäminen on helpompaa kuin vastaavien rajojen löytäminen kuormaohjatulle latauskuormalle. Tämä käy ilmi etenkin vertailtaessa ohjaamattoman ja kuormaohjatun latauskuorman leikkaamista, kun sähköautojen lukumäärä on 24 (ks. liite D). Geneettisen algoritmin tavoiteyhtälönä oli tässä tutkimuksessa vuoden kuukausien huipputehojen summan minimointi siten, että käytetään kahta leikkausrajaa ja etsitään lämpötilaraja, jolloin leikkausraja vaihdetaan. Tällöin jokainen kuukausi on myös samanarvoinen, joka johti siihen, että 24 auton tapauksessa kuormaohjatussa latauksessa akkuteholähde ei leikannut kesän suurimpia huipputehoja. Kuormaohjatun latauksen optimaalinen leikkaaminen osoittautui yleisesti haasteellisemmaksi käytetyllä akkuteholähteellä, mistä seurasi, että vuosittainen tehomaksu oli korkeampi kuormaohjatun latauksen kuin ohjaamattoman latauksen leikkaamisessa 12 ja 24 auton tapauksessa.

Tässä tutkimuksessa tarkasteltava akkuteholähde soveltuu paremmin lyhytaikaisien tehopiikkien leikkaamiseen kuin case-kohteen kasvaneen peruskuorman leikkaamiseen, jota kuormaohjattu koko työpäivälle jaettu lataus edustaa. Tutkimuksessa käytetyn akkujärjestelmän (ks. liite C) teho määrittyy käytettyjen invertterien perusteella. Järjestelmän energiakapasiteetin ja tehon suhde on $134 \text{ kWh}/120 \text{ kW} = 1,12 \text{ h}$, joka viittaa siihen, että akkuteholähteellä voidaan tehokkaasti leikata lyhyitä reilun tunnin mittaisia tehopiikkejä. Litiumioniakkujen C-arvo onkin tyypillisesti suuri, joten on yleisesti kustannus-tehokkaampaa käyttää akkuja lyhytaikaisien tehopiikkien leikkaamiseen, jota ohjaamaton lataus edustaa. Sama todettiin vuonna 2018 julkaistussa tutkimuksessa [111]. Akkujen tehotiheyden yksikköhinnat ovat alhaisempia kuin energiatiheyden yksikköhinnat, mikä vaikuttaa laskevasti kuormaohjatun latauksen huipunleikkaussovelluksen kannattavuuteen vertailtaessa sitä ohjaamattomaan latauskuorman leikkaamiseen. On huomioitava, että tässä esiteltyt johtopäätökset pätevät vain, jos suoritetaan kiinteistösähkön ja sähköautojen latauskuorman huipunleikkausta eikä esimerkiksi taajuusmarkkinoille osallistumista ehditty tarkastella.

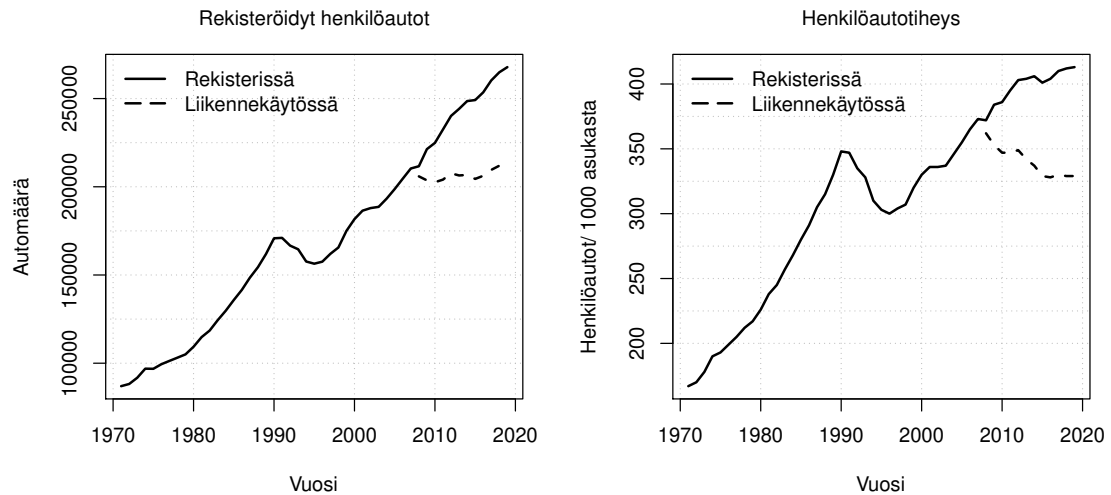
7 ALUEELLINEN KUORMITUSANALYYSI

Tässä luvussa tarkastellaan sähköautojen latauskuorman vaikutuksia alueellisesti Helsingin sähköverkossa. Tarkoituksena on laajentaa luvun 6 tuloksia, jotta saataisiin holistinen vastaus diplomityön tutkimuskysymykseen, miten sähköautojen yleistymisen vaikuttaa sähköjakeluverkon mitoittamiseen. Lisäksi tässä luvussa syvennetään sähköautojen latauskuorman tehonhallinnan merkitystä edellä mainittuun. Alueellista tutkimusta varten pitää arvioida, kuinka sähköinen ajoneuvokanta tulee kehittymään ja valita tutkimuskohde tai -kohteet. Kuormitusanalyysissä voidaan tämän jälkeen käyttää luvussa 5 esiteltyä sähköautojen latauskuorman mallia. Lisäksi hyödynnetään skenariointia, jolla voidaan tehdä tutkimusongelmalle herkkyysanalyysiä. Suomessa sekä jakeluverkkoyhtiöt että kantaverkkoyhtiö käyttävät toiminnassaan erilaisia skenariointeja, koska se on pätevä menetelmä sähköverkkosuunnittelussa, jonka pitkän aikavälin strategiset päätökset on tehtävä ajallisesti huomattavasti ennen muita energia-alan muutoksia investointien pitkien toteutus- ja pitoaikojen takia.

7.1 Moottoriajoneuvokannan kehittymisen arvioiminen

Skenaarioiden valintaa varten tarvitaan tietoa siitä, miten auton omistus tulee kehittymään tulevaisuudessa eli kuinka paljon on odotettavissa liikennekäytössä olevia autoja tavoitevuonna ja kuinka suuri osuus tästä ajoneuvokannasta on sähkökäyttöisiä henkilöautoja. Kuvassa 7.1 on esitetty Helsingissä rekisteröityjen ja liikennekäytössä olevien henkilöautojen määrän ja tiheyden kehitys vuodesta 1970 loppuvuoteen 2018.

Liikennekäytössä olevien ja rekisteröityjen henkilöautojen ero on kasvanut lähivuosina johdettua autokannan uusiutumisesta. Helsingin kaupunkiympäristö katsoo raportissaan [113, s. 22], että vanhat autot jäävät usein vara-autoiksi, jolloin ne poistetaan liikennekäytöstä. Kuvassa 7.1 liikennekäytössä ja rekisterissä olevien autojen lukumäärien ero alkaa vasta vuonna 2007. Tällöin Suomessa aloitettiin käytäntö, joka mahdollistaa auton poistamisen väliaikaisesti liikennekäytöstä, jolloin autosta ei tarvitse maksaa veroja ja joissakin tapauksissa vakuutusmaksuja [114, s. 23]. Vuonna 2017 Helsingissä oli rekisteröityjä autoja 310 000, joista liikennekäytössä oli 243 000. Henkilöautojen osuus tästä kokonaisuudesta oli selvästi suurin: 265 000, joista liikennekäytössä oli 212 000. Huomionarvoista on, että liikennekäytössä olevien henkilöautojen tiheys on Helsingissä matala; vuonna 2017 se oli 329 per tuhat asukasta eli vain noin 33 % asukkaista ajoi henkilöautolla. Manner-Suomen keskiarvo oli 48,6 %.



Kuva 7.1: Helsingissä rekisteröidyt ja liikennekäytössä olevat autot sekä henkilöautotiheys, perustuu lähteeseen [112].

Kuvasta 7.1 nähdään, että autokannan kehitys on ollut historiallisesti jatkuvaa johtuen väestönkasvusta ja muuttoilmiöstä kasvukeskuksiin, mutta myös taloussuhdanteet ovat vaikuttaneet siihen. Etenkin 1990-luvun lama sai aikaan työttömyyttä, joka vähensi bruttokansantuotetta. Tästä johtui myös autokannan pienentyminen. Vaikkakin autokanta on jatkanut laman jälkeen lähes lineaarista kasvuaan, on rekisteröityjen autojen omistussaste alkanut tasoittumaan 2010-luvulla noin 40 prosenttiin. Toisaalta taas liikennekäytössä olevien autojen omistussaste on selvästi lähtenyt laskemaan.

Helsingin seudun liikenne (lyh. HSL) mainitsee vuonna 2016 julkaisseessaan raportissaan [114] selityksiksi auton omistuksen vähenemiselle muun muassa arvojen ja elämäntyylien muutoksen, yhteiskunnan digitalisoitumisen, kantaväestön ikääntymisen ja maahanmuuttoväestön kasvun. Lisäksi mainittakoon myös julkisen liikenteen kehittyminen pääkaupunkiseudulla eräänä selittävänä tekijänä. Jotkin tutkimukset jopa esittävät, että maailmassa ollaan saavutettu autokannan huippu. Julkaisussa [115] esitetään yhteenvedona eri tahojen tutkimustuloksia, joista käy ilmi, että vuosittaiset henkilökohtaiset ajokilometrit ja henkilöautotiheys ovat alkaneet pienentymään, autojen määrän kasvu per henkilö (omistussaste) on pysähtynyt ja ajokortin penetroitumisaste iän mukaan on pienentynyt nuorien keskuudessa. Julkaisussa tuodaan myös esille, että kehittyvissä maissa on todennäköisempää, että nuoret eivät koskaan tule omistamaan henkilöautoa yhtä todennäköisesti kuin kehittyneissä maissa.

Myös Helsingissä on arvioitu nuorien ajokortin hankintaa, jota voitaisiin käyttää ajoneuvokannan kehittymisen arvioinnissa. HSL:n tutkimuksessa [114], joka pohjautuu Tilastokeskuksen tietoihin, kerrotaan ajokortin omistussasteen vähenemistä Suomessa ja erityisesti pääkaupunkiseudulla. Ajokortinomistussaste on yleisesti laskenut Helsingin seudun 15–44-vuotiaiden keskuudessa viime vuosina [114, s. 33]. Esimerkiksi vuonna 2003 helsinkiläisistä ja espoolaisista nuorista 52 % hankki ajokortin heti 18 vuotta täytettyään, kun vuonna

2011 luku oli 43 %. Vaikkakin 18–24 -vuotiaiden ajokortin omistusasteessa on havaittavissa selvä laskutrendi asenteiden ja väestörakenteen muuttumisen takia, on 25–29 -vuotiaiden vastaava ajokortin omistusaste kuitenkin kasvanut. Ilmiölle saattaa olla selittävänä tekijänä opintojensa päättäneiden opiskelijoiden työperäinen muuttoliike pääkaupunkiin. Todettakoon kuitenkin, että mikäli yhä suurempi osa nuorista jättää hankkimatta ajokortin, voidaan olettaa ajoneuvokannan pienenevän tulevaisuudessa. Kysymykseksi jääkin, kuinka tällaista käyttäytymistä tulisi mallintaa. Suoraan ei voida päätellä ajokortin hankkimatta jättämistä nuoruudessa vaikuttavan siihen, hankitaanko kortti myöhemmin esimerkiksi elämäntilanteen muuttuessa. Joitakin yhteyksiä kuitenkin on. Julkaisussa [115] todettiin, että henkilöt, jotka viivästyttävät ajokortin hankintaa, todennäköisemmin eivät koskaan hanki sitä. Lisäksi lähteessä nostettiin esille Iso-Britanniassa tehty tutkimus, jonka mukaan henkilöt, jotka hankkivat ajokortin lähes 30-vuotiaina ajavat 30 % vähemmän kuin ne henkilöt, jotka hankkivat sen ennen kuin täyttivät 20 vuotta.

Vaikka saataisiin arvioita liikennekäytössä olevien moottoriajoneuvojen määrän kehitymisestä, on myös Helsingissä sisäisesti merkittäviä eroavaisuuksia kaupunginosien välillä automäärissä. Kokonaisuudessaan moottoriajoneuvokannan kehittymisen arvioiminen on erittäin haastava ja moniulotteinen tehtävä, joka ei kuulu tämän diplomityön tutkimuskysymyksiin. Vuonna 2019 valmistuneessa väitöskirjassa [116] on tutkittu holistisesti julkisen sektorin informaation hyödyntämistä sähköjakeluverkon strategiseen suunniteluun tiedonlouhintakeinoin. Eräänä tutkimuskysymyksenä työssä oli, voidaanko tätä julkisen sektorin informaatiota käyttää sähköhybridiajoneuvojen maantieteellisen jakautumisen arvioinnissa. Väitöskirjan mukaan sosioekonomiset tekijät, kuten palkkataso, koulutustaso, lapsien määrä sekä kodin kerrosala, korreloivat vahvasti sähköhybridiajoneuvojen omistusasteen kanssa. Näitä tekijöitä voitaisiin täten hyödyntää sähköhybridiajoneuvojen maantieteellisen jakautumisen arvioimisessa. Tämän tutkimuksen puitteissa ei ole järkevää tarkastella koko moottoriajoneuvokannan kehittymistä, vaan karkeammin sähköisten ajoneuvojen osuuksia ajoneuvokannasta ottamatta huomioon kokonaismäärää.

Tähän alueelliseen kuormitusanalyysin valikoitui tutkimusmenetelmäksi Helsingin kaupungin avoimen datan hyväksikäyttö. Kaupungin asemakaavoista [117] saadaan tietoa kaupunginosien ja kortteleiden pysäköintipaikkamääristä, joihin sähköautojen osuuksia voidaan verrata. Osuuksilla tarkoitetaan, kuinka monta prosenttia pysäköintipaikoista on varustettuna sähköauton latauspistellä. Valittu tapa kuvastaa *toimistojen kerrosalan määrittelemän sähköautojen latauskuormapotentiaalin* käytettyjen skenaarioiden perusteella. Tämän analyysin heikkoutena on, että se ei ota kantaa toimistotiloissa todellisuudessa työskenteleviin työntekijöihin, ja näin ollen automääriin. Lisäksi todettakoon, ettei voida tehdä johtopäätöksiä kiinteistöjen sisäisten sähköverkkojen riittävydestä kuormitettavuuden näkökulmasta. Toisaalta, koska tällä keinolla saadaan tietoa kerrosalakohtaisesta latauskuormapotentiaalista, voi tietoa hyödyntää esimerkiksi uudisrakennusalueiden sähköverkkojen suunnittelutehtävissä. On kuitenkin huomioitava, että kerrosalakohtaiset autopaikkamäärät ovat asemakaavan sallimia maksimimääriä. Niiden avulla saatuja tuloksia tulee tarkastella siltä kannalta, että käytännössä autopaikkojen määrä voi olla myös alhaisempi. Tämän takia tulee valita useampi tarkasteltava skenaario.

7.2 Henkilöliikenteen sähköistyminen Helsingissä

Sähköisten ajoneuvojen oletetaan yleistyvän sekä julkisessa että yksityisessä käytössä tulevina vuosina; Suomen kansallisena tavoitteena on 250 000 kappaletta sähköautoja vuonna 2030. Henkilökohtaisten sähköajoneuvojen yleistymistä ohjaa pääasiallisesti sähköajoneuvotekniikan kehittyminen, kaupungin strategia ja liikenteen veromuutokset. Adaptoitumismisnopeutta rajoittavina tekijöinä voidaan pitää sähköautojen julkisen sekä yksityisen latausinfrastruktuurin vähäisyyttä, kevyttä liikennettä puoltavaa liikennesuunnittelua ja sähköautojen hintaa. Sähköautojen tarjonta on ollut yleisesti alhaisempi kuin niiden kysyntä. On esitetty, että sähkökäyttöisten ajoneuvojen ostohinta tulee saavuttamaan polttomootorillisten ajoneuvojen ostohinnan vuonna 2024 [118]. Segmenttien välillä on kuitenkin hajontaa.

Helsingin kaupungin strategiassa [119] on linjattu, että liikenteen päästövähennyksiä toteutetaan koko liikennejärjestelmässä lisäämällä kävelyn ja pyöräilyn suosiota sekä nostamalla sähköisten ajoneuvojen ja raidejoukko liikenteen osuutta. Strategiassa tuodaan esille, että Helsingissä tulee luoda edellytykset voimakkaalle sähköautojen määrän kasvulle ja julkisen latausinfrastruktuurin rakentamiselle markkinaehtoisesti. Strategiassa on yhteneväisyyksiä hallitusohjelman kanssa sähköautojen julkisen latausinfrastruktuurin markkinaehtoisesta rakentamisesta, minkä voidaan nähdä lisäävän sähköisten henkilöautojen määrää [120, s. 52]. Voidaankin todeta, että eräs sähköajoneuvokannan kasvattamisen ajuri on kaupungin ilmastopolitiikka.

Ympäristö- sekä liikenne- ja viestintäministeriön lokakuussa 2019 tehdyssä uudessa lakiluonnoksessa, joka pohjautuu hallitusohjelman tavoitteisiin sähköautojen latausinfrastruktuurin kehittämisestä [121], esitetään uusien ja korjattavien asuinrakennuksien pysäköintipaikkojen varustamista joko sähköautojen latausvalmiudella tai latauspisteellä riippuen pysäköintipaikkojen määrästä. Latausvalmiudella tarkoitetaan tässä pysäköintipaikan putkitusta tai kaapelointia niin, että latauspiste on asennettavissa myöhemmin. Tavoitteena on linjattu vuoteen 2025 mennessä, että kaikkiin muussa kuin asuinrakennuskäytössä oleviin kohteisiin, joissa on yli 20 pysäköintipaikkaa, tulisi asentaa sähköautojen latauspiste vähintään 10 prosenttiin paikoista. Lausunto on myös saanut kritiikkiä [122][123]. Laki velvoittaisi etenkin suuret kauppakeskukset ja julkiset parkkialueet tekemään merkittäviä lisäinvestointeja latausinfrastruktuuriin. Lakiluonnoksessa esitetyt säädökset toisivat Suomeen vuoteen 2030 mennessä arvion mukaan 171 000 latauspistettä ja 621 000 paikkaa, joissa olisi latausvalmius.

Helsingin kaupungin toimipideohjelmassa [30] kaupunki on listannut eri skenaarioita kasvihuonepäästöjen vähentämiseksi. BAU (engl. *Business as usual*) -skenaariossa jatketaan ilmastomuutoksen hillinnän kehitystä nykyisten politiikkatoimien ja jo päätettyjen toimien perusteella. BAU-skenaariossa oletetaan, että raideliikenne, hiilineutraali joukkoliikenne ja biopolttoaineet tulevat kasvamaan. Lisäksi oletetaan, että henkilöautoliikenne pysyy asukasta kohden nykyisellä tasolla ja ajoneuvojen energiatehokkuus paranee. BAU-skenaariossa on määritelty sähköautojen osuudeksi 14 % ajoneuvokannasta

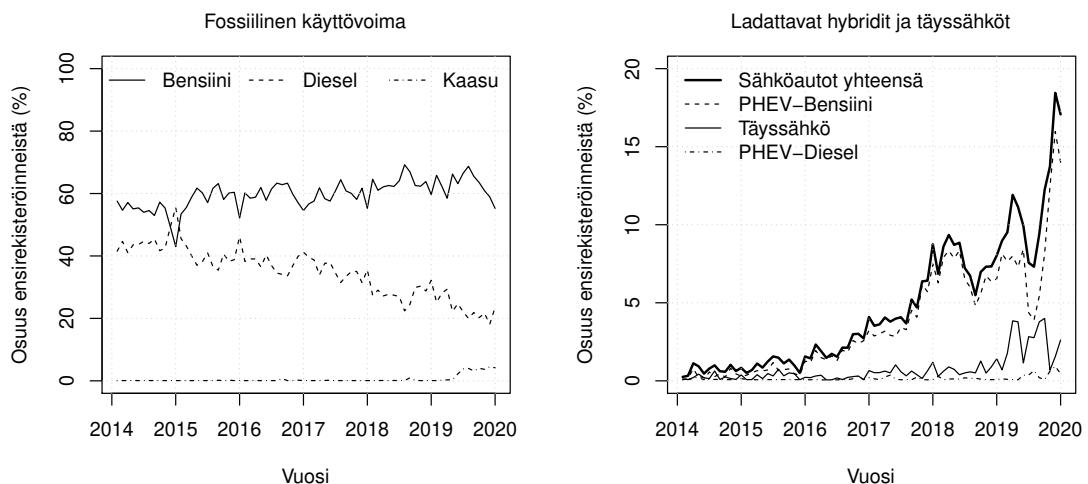
vuoteen 2035 mennessä.

Koska Helsinki tavoittelee ilmastopolitiikallaan hiilineutraalisuutta, BAU-skenaario ei tällöin ole riittävä. Helsingissä on sähköautokannan markkinaehtoinen lisääminen otollisempaa kuin haja-asutusalueilla pääasiallisesti vahvan sähköverkon ja lyhyiden työmatkojen takia. Kaupunki voi liikenteen valikoivalla hinnoittelulla ohjata välillisesti sähköautojen adaptoitumisnopeutta siten, että vähäpäästöisten ajoneuvojen hinnoittelu on maltillinen tai vaihtoehtoisesti niitä ei oteta lainkaan mukaan hinnoitteluun. Hinnoittelulla tarkoitetaan tässä yhteydessä pysäköinnin ja joukkoliikenteen hinnoittelua sekä mahdollista tietullin tai ruuhkamaksun käyttöönottoa.

Tukholmassa otettiin vuonna 2007 käyttöön ruuhkamaksu, jota vähäpäästöisten, ennen vuotta 2008 rekisteröityjen, autojen ei tarvinnut maksaa vuoteen 2012 asti. Tämä ja lisäksi käyttöön otetut etuudet kuten otollisemmat parkkipaikat ja alennetut parkkimaksut, lisäsivät vähäpäästöisiä autoja osuutta, joka Tukholmassa oli 20 % vuoden 2014 lopussa [124, s. 31–32].

Lontoossa toimeenpantiin vastaavasti vuonna 2003 ruuhkamaksu, jota muut paitsi vähäpäästöiset ajoneuvot joutuvat maksamaan päivittäin keskusta-alueelle siirtymisestä vuoteen 2025 asti. Tämän jälkeen ruuhkamaksu astuu voimaan kaiken tyyppisille autoille [125]. Vuonna 2017 tehty tutkimus [126] löysi kausaliteetin Lontoon ruuhkamaksun ja sähköhybridiajoneuvojen rekisteröintitiheyden välillä; maantieteellisen sijainnin ollessa lähempänä ruuhkamaksualueetta, hybridiajoneuvojen rekisteröinnit kasvavat. Lontoossa tämä oli 55,55 hybridiajoneuvon rekisteröintiä per tuhat ajoneuvorekisteröintiä vuonna 2012.

Helsingissä sähköajoneuvojen rekisteröintitiheys on keskimääräisesti kasvanut vuosittain. Kuvassa 7.2 on esitetty vasemmalla täysin fossiilista käyttövoimaa hyödyntävien ajoneu-



Kuva 7.2: Täysin fossiilista käyttövoimaa hyödyntävien ajoneuvojen osuudet vasemmalla ja täyssähköisien ja ladattavien hybridiautojen ensirekisteröintien osuudet oikealla kaikista ensirekisteröinneistä vuosilta 2014–2019 [127]. Ajoneuvon haltijan kotikunta on Helsinki. PHEV = ladattava hybridi (engl. *Plug-in Hybrid Electric Vehicle*).

vojen osuudet ensirekisteröidyistä henkilöautoista ja oikealla täyssähköisien ja ladattavien hybridiautojen ensirekisteröintien osuus kaikista ensirekisteröinneistä vuosilta 2014–2019 ajoneuvon haltijan asuinkunnan ollessa Helsinki [127].

Helsingin kaupunki katsoo toimenpideohjelmassaan, että ilman sähköautokannan kasvatamista BAU -skenaarion 14 prosentista tavoiteskenaarion 30 prosenttiin, on päästövähennystavoitteiden saavuttaminen muilla keinoilla hyvin vaikeaa. Koska Helsinki aktiivisesti pyrkii tavoiteskenaariossa määriteltyihin tavoitteisiin, on järkevää rajata BAU -skenaario pois tässä työssä tarkasteltavista skenaarioista. *Tavoiteskenaariota voidaan puolestaan tarkastella ensimmäisenä skenaariona* latauskuormalle. Näin ollen voidaan valita, että 30 prosenttia kaikista asemakaavojen määrittelemistä pysäköintipaikoista ovat varustettuna sähköautojen latauspisteillä.

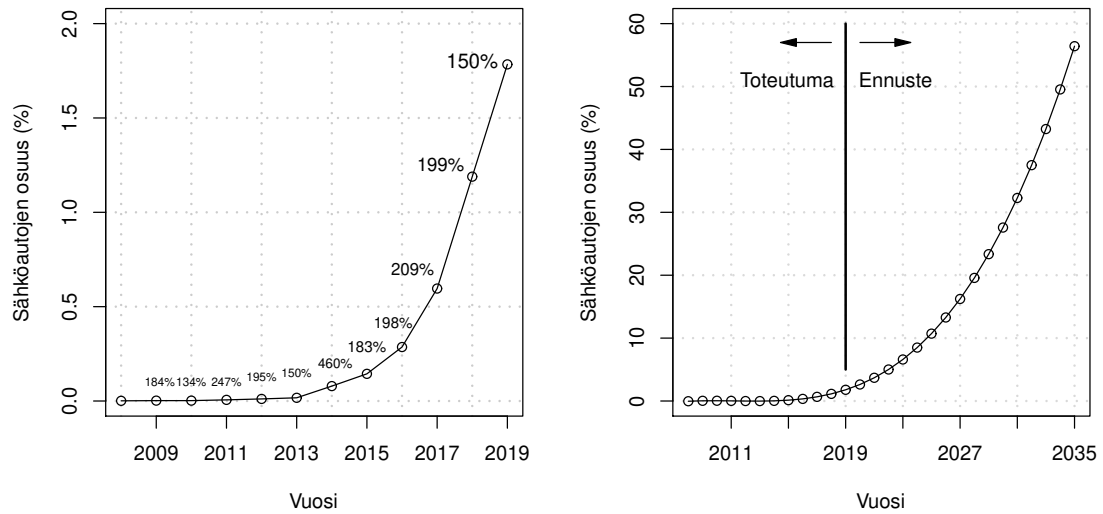
Tämä tehdään sillä oletuksella, että sähköautojen osuus korreloi latauspisteiden määrän kanssa. Toisin sanoen latauspisteellä varustettuja pysäköintipaikkoja tulee olla saman verran kuin sähköautoja. Käytännössä tämä velvoite voitaisiin kuitenkin kiertää esimerkiksi yhteiskäyttöautoilla. Toisaalta jokainen sähköauto ei myöskään aina tarvitse latausta. Koska tässä tutkimuksessa tutkitaan sähkönjakeluverkon kuormitusasteen muutoksia, on kuitenkin hyödyllisempää tarkastella edellä mainittua tilannetta, jossa latauspisteiden ja sähköautojen korrelaatio on 100 %. *Toiseksi skenaarioksi valitaan edellä mainittujen asemakaavojen sallimien parkkipaikkojen maksimimäärä*, joka on hyvin teoreettinen, mutta edustaa pahinta tilannetta jakeluverkon kuormituksen näkökulmasta.

Kolmannen skenaarion valinnassa hyödynnetään Traficomien tietokantoja [128] ajoneuvokannan kehittymisestä Uudellamaalla. Sähköautojen osuus vuosina 2008–2019 lasketaan ottamalla Uudenmaan ladattavien hybridihenkilöautojen ja täyssähköisien henkilöautojen summan sekä kokonaisajoneuvokannan osamäärä. Saatu historiallinen kehitys on esitetty kuvassa 7.3 vasemmalla vuosittaisen kasvuprosentin kanssa. Historiallista tietoa voidaan käyttää hyväksi trendin luomisessa ohjelmallisesti. Parhaiten sovitettu käyrämuoto löydetään olevan kolmannen asteen polynomi. Sähköautojen osuutta voidaan arvioida jatkamalla trendiä vuoteen 2035 asti. Tulokset ovat esitetty kuvassa 7.3 oikealla, jossa sähköautojen osuus vuonna 2035 on 56 %. On huomioitava, että arvio on karkea eikä pidä sisällä kehittymisen ajureita eikä muita vaikutussuhteita. Perusteellisemmat arviot eivät kuitenkaan ole merkitseviä tämän diplomityön tutkimuksessa. Alueellisen kuormitusanalyysin skenaariot ovat näin ollen tiivistettynä seuraavanlaiset:

Skenaario 1 Helsingin kaupungin toimenpideohjelmassa määritelty tavoiteskenaarion mukainen sähköajoneuvojen suhteellinen **30 %** osuus toteutuu.

Skenaario 2 Uudenmaan sähköajoneuvojen penetroitumisen kehittyminen jatkaa trendinomaista kasvuaan vuoteen 2035, jolloin osuus ajoneuvokannasta on **56 %**.

Skenaario 3 Sähköajoneuvojen määrän rajoittavaksi tekijäksi tulee Helsingin kaupungin asemakaavojen määrittelemä maksimipysäköintipaikkamäärä rakennusalueilla, jolloin osuus ajoneuvokannasta on **100 %**.

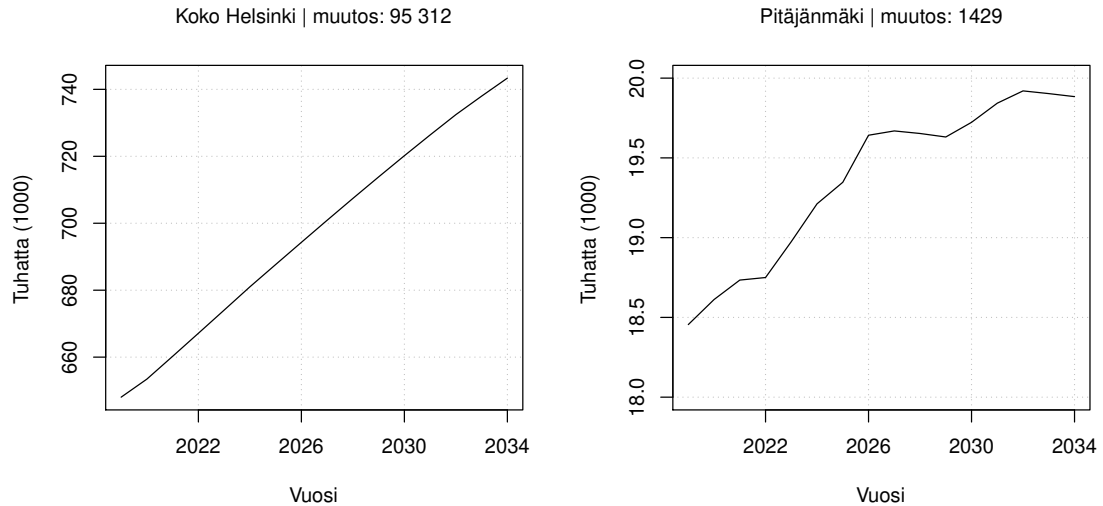


Kuva 7.3: Sähköautojen osuuden historiallinen kehitys ja vastaava vuosittainen kasvuprosentti sekä trendistä arvioitu kehitys Uudellamaalla vuosina 2008–2035. Oletuksena on, että kehitys jatkaa nykyisen kaltaisena logistisen funktion alkuosan mukaisesti, eikä saturoitumista tapahdu ennen vuotta 2035.

Muissa opinnäytetöissä ja tutkimuksissa on esitetty vastaavia sähköautojen yleistymisskenaarioita. Vuonna 2011 valmistuneessa diplomityössä [53] esitettiin Helsingin Energian (nyk. Helen Oy) ja Valtion Teknillisen Tutkimuskeskuksen (lyh. VTT) taustatietojen perusteella arvioita sähköautojen yleistymisestä. Ennusteissa perusskenaariossa arvioidaan, että vuonna 2030 Helsingissä olisi noin 70 000 sähköautoa, joka vastaisi noin 30 prosenttia Helsingin alueella vuonna 2011 liikennekäytössä olevasta autokannasta. Nopeassa skenaariossa, jossa oletettiin sähköautojen yleistymisen tapahtuvan Helsingissä 20 prosenttia muuta Suomea nopeammin, arvioitiin 120 000 sähköautoa vuoteen 2030 mennessä. Ennusteiden perusteella sähköautojen kokonaissähköenergiankulutus olisi perusskenaariossa 250 GWh ja nopeassa skenaariossa 450 GWh vuonna 2030. Hankkeessa nostettiin esille haasteet sähköautojen tehon tarpeen hallinnassa sekä latausajankohtien valitsemisessa siten, että verkkoa ei ylikuormitettaisi niin, että siihen olisi tarpeen tehdä lisäinvestointeja.

7.3 Tutkimuskohteen valitseminen

Helsingin kaupungin virallinen aluejako on määritelty asemakaavoituksella, ja se muodostuu kaupunginosista, jotka jaetaan kortteleihin, jotka muodostuvat puolestaan tonteista. Kaupunginosia on yhteensä 60, joista 59 on nimetty juoksevilla kaksiosaisella numerotunnisteella 01–59. Alumeri on 60. kaupunginosa, mutta siitä ei käytetä numerotunnistetta. Lisäksi kaupungille on määritelty piirijako hallinnollisten syiden takia. Jako vuonna 2019 suurimmasta pienimpään sisältäen osien lukumäärän on: suurpiiri (8), peruspiiri (34), osa-alue (148) ja pienalue (404) [117]. Tutkimuskohteiden valintaan vaikuttaa se, kuinka suuri osa tutkittavan kohteen sähkönkäyttäjistä voidaan luokitella toimistokiinteistöiksi.



Kuva 7.4: Koko Helsingin ja tutkimuskohteena olevan Pitäjänmäen väestön kehitysennusteet vuodesta 2019 alkuvuoteen 2035 asti.

Riittävän tarkkojen tuloksien saamiseksi täytyy myös kohde olla järkevästi rajattu. Ei ole mielekästä ottaa tarkasteluun suurpiirejä, koska ne sisältävät useita kaupunginosia, jolloin kuormien risteily olisi tarkasteltavasta näkökulmasta voimakkaampaa.

Tutkimuskohteeksi valitaan Pitäjänmäki. Kohdealueessa on suuri toimistokiinteistötiheys, jonka vuoksi siellä huomataan sähköautojen työpaikkalatauksen aiheuttaman lisäkuorman vaikutus nopeammin. Toimistokiinteistötiheys määriteltiin laskemalla alueen toimistokiinteistöjen ja kaikkien käyttöpaikkojen osamäärä. Laskennassa hyödynnettiin Helen Sähköverkon tietokantoja. Kuvassa 7.4 on lisäksi esitetty graafisesti koko Helsingin ja tutkimuskohteiden väestön kehitysennuste vuodesta 2019 alkuvuoteen 2035 asti.

Maantieteellisen aluevalinnan jälkeen tulee määritellä, millä tasolla sähköautojen penetroitumisastetta tutkitaan. Helen Sähköverkon keskijänniteverkko on vahvaa, minkä eräänä syynä on Helen Sähköverkon tiukempi jännitteenaleneman tavoitearvo, eli nimellinen jakelujännite pyritään pitämään enintään $\pm 5\%$ asiakkaan liittymispisteessä. Toinen vaikuttava tekijä on sähköasemien väliset reserviyhteydet. Tavoitteena on saada keskijännitemuuntamoille täysi reservi, joka tarkoittaa, että jokaisen sähköaseman kuorma on korvattavissa toisella sähköasemalla. Tämä johtaa siihen, että sähköasemat ja niiden väliset kaapeliyhteydet pyritään mitoittamaan sen mukaisesti. Keskijänniterunkokaapelit ovat näin ollen normaalikäytössä melko pienellä kuormitusasteella. Tästä seuraa, että sähköautojen latauksesta aiheutuvan lisäkuorman vaikutukset eivät tule näkymään keskijänniteverkoissa ensimmäisenä. Toisin sanoen keskijänniteverkko ei tule toimimaan pullonkaulana. Pienjänniteverkolla ei ole samanlaista reservitavoitetta kuin keskijänniteverkolla, koska siihen ei aina päästä kustannustehokkaasti. Pienjännitekaapeleiden ja jakelumuuntajien mitoitus pyritään tekemään usein taloudellisimmalla tavalla esimerkiksi luvussa 3.2.4 esitetyn minimointitehtävän ratkaisulla. Tämä johtaa siihen, että pienjänniteverkko kokee lisäkuormituksen vaikutukset ensimmäisinä, joten on syytä valita tarkasteltavaksi tasoksi

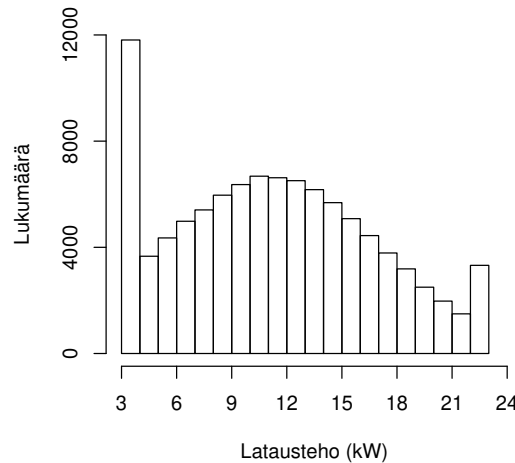
pienjänniteverkko, tarkemmin pienjänniteverkon jakelumuuntajat sekä liittymiskaapelit.

Asiantuntijatyökalua TAP hyödyntäen noudettiin Pitäjänmäen jokainen liittymä. Lisäksi noudettiin rakennusdatasta kaikki rakennukset, joiden liittymätunnus täsmää Pitäjänmäen liittymien kanssa. Tämän jälkeen suodatettiin kaikki rakennukset pois, joita ei oltu luokiteltu toimistorakennuksiksi rakennusdatan perusteella. Jokaisen rakennuksen, joilla oli sama kiinteistötunnus ja liittymätunnus, kerrosalat summattiin yhteen, jolloin saatiin taulukko, jossa on jokainen liittymä- ja kiinteistötunnus ja näiden takana olevat toimitokerrosalat. Hasteeksi muodostui, että kiinteistötunnuksen takana voi olla useampi sähköliittymä, jolloin kerrosalat myös moninkertaistuivat taulukossa. Tämä ratkaistiin jakamalla kerrosalat liittymätunnuksien kesken tasan. Tämä on perusteltavissa, koska saman kiinteistön sähkönkäyttäjät todennäköisesti käyttävät samoja pysäköintialueita. Jäljelle jäi vielä muutama liittymä, jotka ovat toimistorakennuksien kiinteistöjen alueilla, mutta ovat joitakin muita sähkönkäyttäjiä kuin toimistokiinteistöjä. Nämä poistettiin aineistosta. Lopulta oli saatavilla jokainen Pitäjänmäen toimistoliittymä sekä niiden alueilla olevat toimitokerrosalat. Pysäköintipaikkojen maksimimäärä saatiin jakamalla kerrosala asema-kaavan määrittämällä pysäköintipaikkaluvulla. *Lopputuloksena saatiin yhteensä 22 liittymää, joista 12 oli asiakasmuuntamoita, joten tarkasteluun valikoitui 22 muuntamoa sekä 10 liittymiskaapelia.* Muuntamo- ja liittymätunnukset on anonymisoitu.

7.4 Liittymien ja jakelumuuntajien kuormitettavuus

Alueellisessa analyysissä hyödynnetään myös valtakunnallista henkilöliikennetutkimusta [99] matkojen pituusjakaumana, joka esitettiin luvussa 5. Vaikka nyt tutkitaankin alueellisesti laajempaa aluetta kuin luvussa 6, voidaan pituusjakauma pitää vakiona, koska henkilöautoilun matkamäärien vaihtelut eri vuodenaikoina ovat vähäisiä [99, s. 9]. Todettakoon myös, että henkilöliikennetutkimuksesta käy ilmi, että kuljettajien suorittamat matkojen keskipituudet vaihtelet myös vähäisesti eri vuodenaikoina ja viikonpäivinä. Luvussa 5 esitetyllä algoritmilla saadaan näin ollen nämä matkojen pituuden vaihtelut huomioitua riittävällä varmuudella.

Ohjaamattomassa latausskenaariossa käytetään nyt suurinta saatavilla olevaa tavan 2 lataustehoa eli 22,17 kW, koska tarkasteltava alue on laaja, ja voidaan olettaa sen sisältävän myös näitä latauspisteitä. Tästä seuraa, että latauskuorman aiheuttaman aamupäiväisen tehopiikin amplitudi on suurempi suhteessa luvun 6 tuloksiin. Autokohtainen energian tarve pysyy kuitenkin samana. Kuvassa 7.5 on esitetty algoritmilla käytetty sähköautojen lataustehojen jakauma, joka suosii hybridi-ajoneuvoja, joiden oletetaan yleistävän nopeiten. Tehokkaiden täyssähköisten henkilöautojen osuutta esittää 22,17 kW latausteho. Näiden rajojen väliin on sovitettu lataustehojakauma siten, että sen odotusarvo on 11,09 kW, mutta sen todennäköisyys on kuitenkin pienempi kuin 3,68 kW latausteho ja suurempi kuin 22,17 kW latausteho. Lataustehot eivät siis ole alueellisessa tarkastelussa diskreettejä, koska oletetaan, että ajoneuvon haltijalla on mahdollisuus säätää käyttämänsä lataustehoa mielivaltaisesti. Tämä myös simuloi useampia mahdollisia autokohtaisia lataustehoja.



Kuva 7.5: Alueellisessa kuormitusanalyysissä käytetty ohjaamattoman latausskenaarion lataustehojen jakauma.

Tarkasteltavien liittymien johtolajit ja termiset kuormitettavuusrajat on esitetty taulukossa 7.1. Kuormitusanalyysissä simuloitiin sähköajoneuvojen latauskuormaa kaikissa kolmessa skenaariossa jokaiselle valitulle toimistoliittymälle Pitäjänmäellä 100 kertaa, joista valittiin kuormitettavuuden näkökulmasta haastavin tilanne. Toisin sanottuna jokaiselle päivälle etsittiin sadasta algoritmin hakemasta satunnaisesta lataustapahtumasta sellainen, jossa liittymän kuormitusaste oli suurin. Tämän jälkeen laskettiin muuntopiirin kokonaiskuorma summaamalla näiden liittymien ja muuntamoiden muiden mahdollisten liittymien sähkön kulutusprofiilit. Simuloinnit tehtiin samalle vuodelle kuin luvussa 6 eli vuodelle 2018. Liittymiskaapeleiden taloudelliset käyttöalueet on laskettu yhtälöllä (7.1).

$$I_{j,tal} = \sqrt{\frac{K_{inv,1} - K_{inv,2}}{\kappa k_{en} T \alpha 3(R_2 - R_1)}} \quad (7.1)$$

missä

$I_{j,tal}$ on liittymiskaapelin j huippuvirran taloudellisen alueen raja-arvo

$K_{inv,1}$ ja $K_{inv,2}$ ovat vertailtavien kaapeleiden investointikustannukset

κ on tehon kasvuun verrannollinen kapitalisointikerroin

k_{en} on sähköenergian hinta

T on vuoden tunnit

α on häviökerroin

R_1 ja R_2 ovat vertailtavien kaapeleiden resistanssit

Kaapelikoon valinnassa hyödynnetään Helen Sähköverkolla vakiintunutta tapaa käyttää AXMK 4x185 -maakaapeleita rinnankytkettynä viiteen rinnakkaiseen kaapeliin asti. Poikkeuksena on liittymä 2, jota vertailtiin 35 mm² ja 70 mm² poikkipintaisiin kaapeleihin. Taloudelliset käyttöalueet voidaan myös määritellä kaapeleiden kokonaiskustannusfunk-

Taulukko 7.1: Kuormitusanalyysissä tarkasteltavien liittymien johtolajit ja standardin mukaiset termiset kuormitettavuudet maa-asennuksessa.

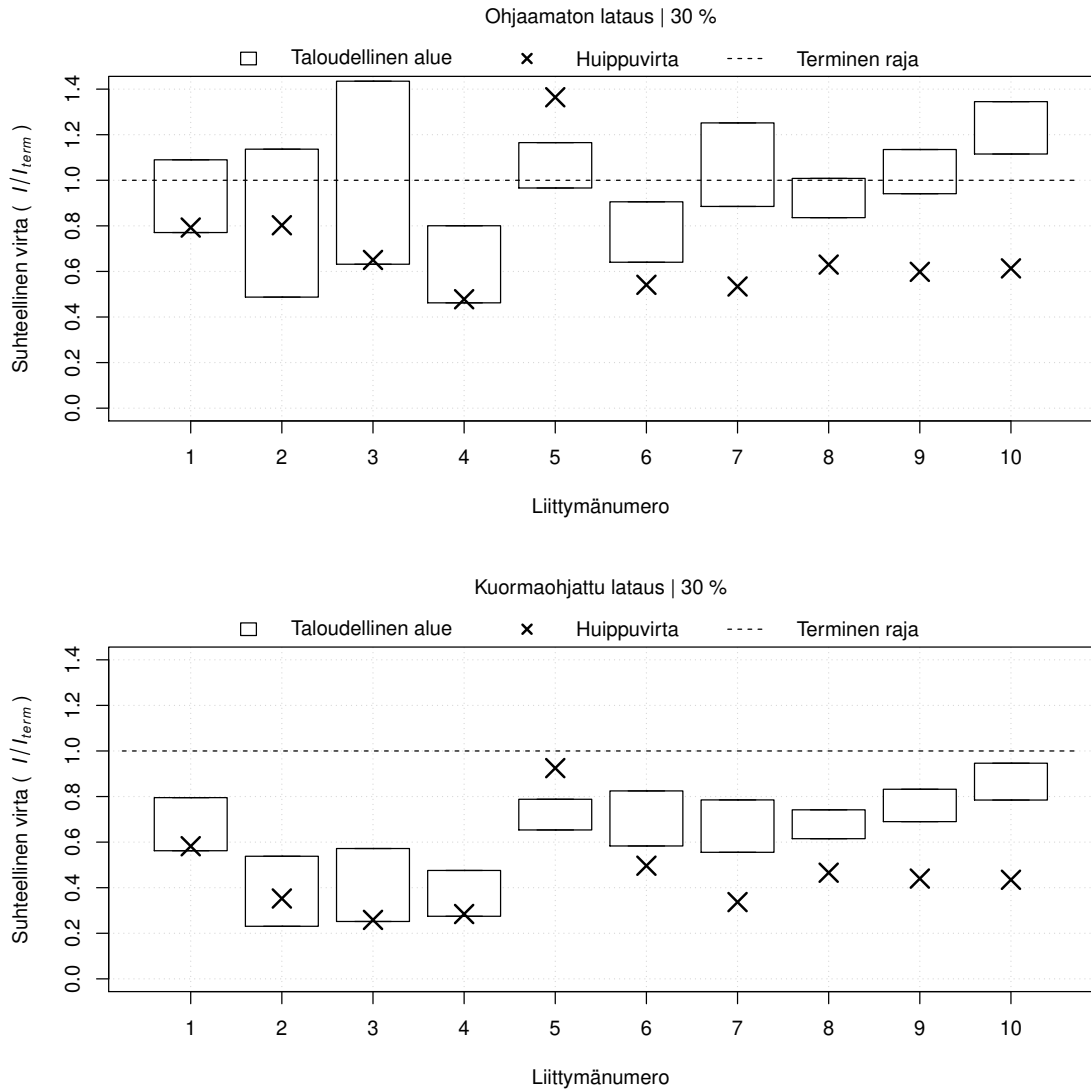
1	2	3	4	5
3xAXMK 4x185	PLKVJ 3x50+25	AXMK 4x185	2xAXMK 4x185	4xAXMK 4x185
780 A	190 A	330 A	590 A	944 A
6	7	8	9	10
3xAXMK 4x185	3xAXMK 4x185	4xAXMK 4x185	4xAXMK 4x185	4xAXMK 4x185
780 A	780 A	944 A	944 A	944 A

tioita hyödyntämällä kuten luvussa 3.1 esitettiin. Sekä jakelumuuntajien että liittymiskaapeleiden kokonaiskustannuksissa on huomioitu Energiaviraston yksikköhinnat investointikustannuksissa, 5 prosentin korkokanta, 0,05 €/kWh energianhinta ja 0,25 % tehon vuotuinen kasvuprosentti häviökustannuksissa.

Kuvassa 7.6 on esitetty tarkasteltujen liittymiskaapeleiden kuormitettavuudet 30 % skenaariossa ja kuvassa 7.7 56 % skenaariossa. Kuvissa 7.6–7.7 virrat on esitetty kunkin kaapelin termisen kuormitettavuuden suhteen I/I_{term} , jossa I on tarkasteltava virta-arvo eli huippuvirta, taloudellinen ala- tai yläraja, ja I_{term} on kunkin kaapelin terminen kuormitettavuus. Kaikki tulokset jokaisessa skenaariossa on esitetty kootusti liitteessä E.

Liittymiskaapeleiden kuormitettavuuksista nähdään, että maltillisella sähköautojen penetroitumisasteella, suurin osa toimistoliittymistä siirtyy lähemmäs taloudellista käyttöaluetta. Toisin sanoen, koska liittymissä on ylimääräistä kapasiteettia, on niiden käyttö enemmän perusteltavissa, kun sähköautojen latauskuormaa esiintyy liittymällä. Kuitenkin ohjaamaton lataus aiheuttaa riskin, että terminen kuormitettavuus voidaan ylittää joissakin tapauksissa jopa pienillä automäärillä. Tässä esiteltyjen kuormitusanalyysin tuloksien perusteella teknis-taloudellisin kuormitettavuus saadaan käyttämällä kuormaohjattua latausta. Liittymä 5 on poikkeus kaikesta käsitellystä aineistosta siten, että se on todennäköisesti alimitoitettu.

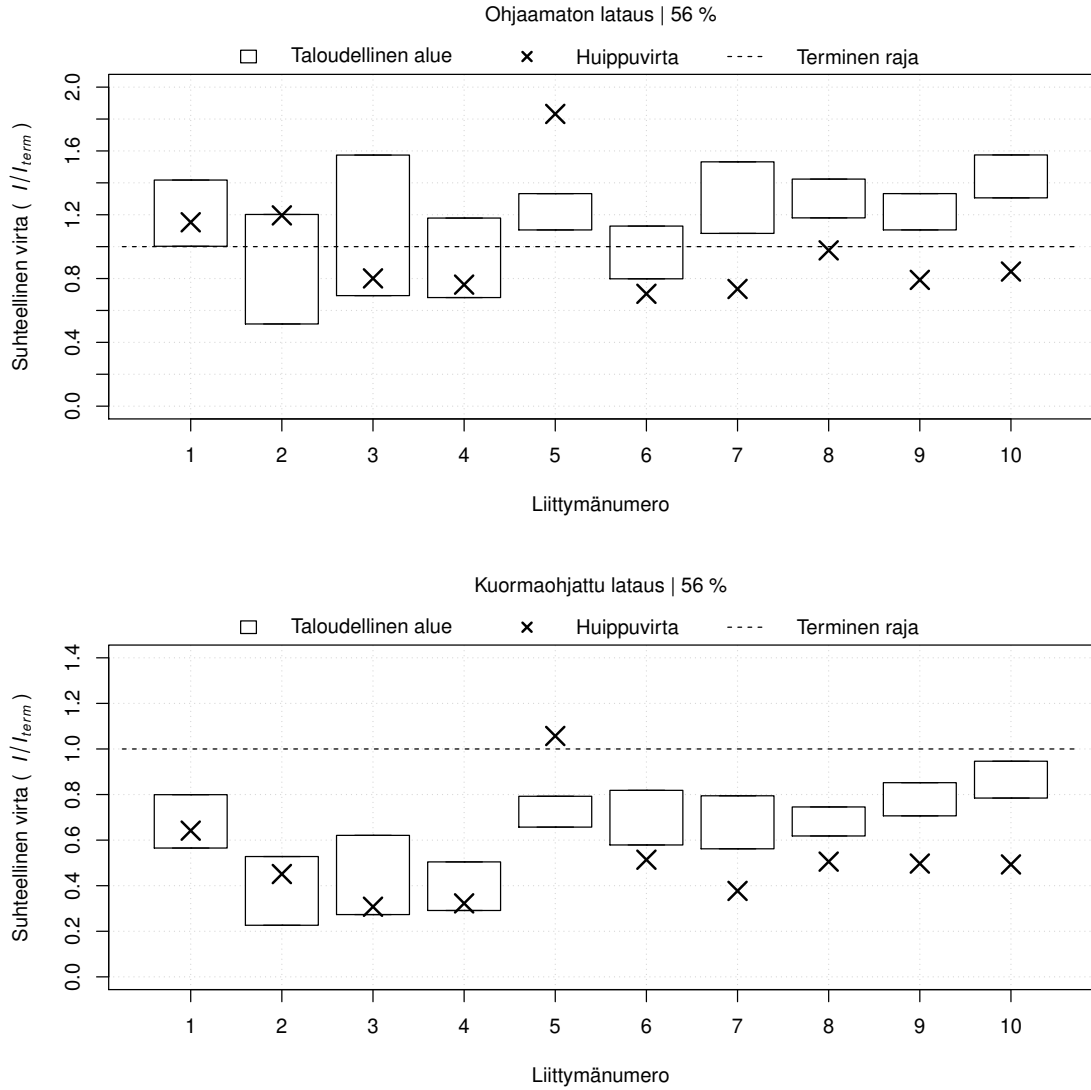
Jakelumuuntajien *huippukuormituksen* taloudellisenä kuormitusalueena on käytetty nimellisestä 110 % kuormitukseen, joka vastaa luvussa 3.1 esiteltyjen kustannusfunktioikäyriä. Jakelumuuntajien huippukuormitusasteet jokaisessa skenaariossa, eli 30 %, 56 % tai 100 % kiinteistön pysäköintipaikoista on varustettu sähköajoneuvon latauspisteellä, on esitetty ohjaamattomassa latauksessa kuvassa 7.8. Jakelumuuntajia voidaan kuormittaa olosuhteista riippuen joissakin tapauksissa jopa reilusti yli nimellisen kuormitettavuuden. Kuitenkin öljyn lämpötila määrittelee lopulta kuormitettavuuden ylärajan. Helen Sähköverkolla ohjearvona [58, s. 16] jakelumuuntajien kuormitettavuudella normaalitilanteessa on liike-elämälle käytännössä välillä 90–140 % ja hätäkuormitettavuudelle välillä 115–155 % riippuen kiinteistömuuntamon lämpötilasta. On epäselvää, tulisiko ohjaamattoman latauskuorman hetkittäistä tehopiikkiä määritellä normaalitilanteeksi, koska se eroaa merkittävästi peruskuorman käyttäytymisestä, mutta se on kuitenkin päivittäistä. Tässä tarkastelussa on päätetty käyttää jakelumuuntajan termisenä ylärajana 150 % ohjaama-



Kuva 7.6: Kuormitusanalyysissä tarkasteltujen liittymiskaapeleiden kuormitettavuudet 30 % skenaariossa ohjaamattomalla ja kuormaohjatulla latauksella, jossa latauskuorma jaetaan koko 8 tunnin työpäivälle.

tonta latausta käsiteltäessä.

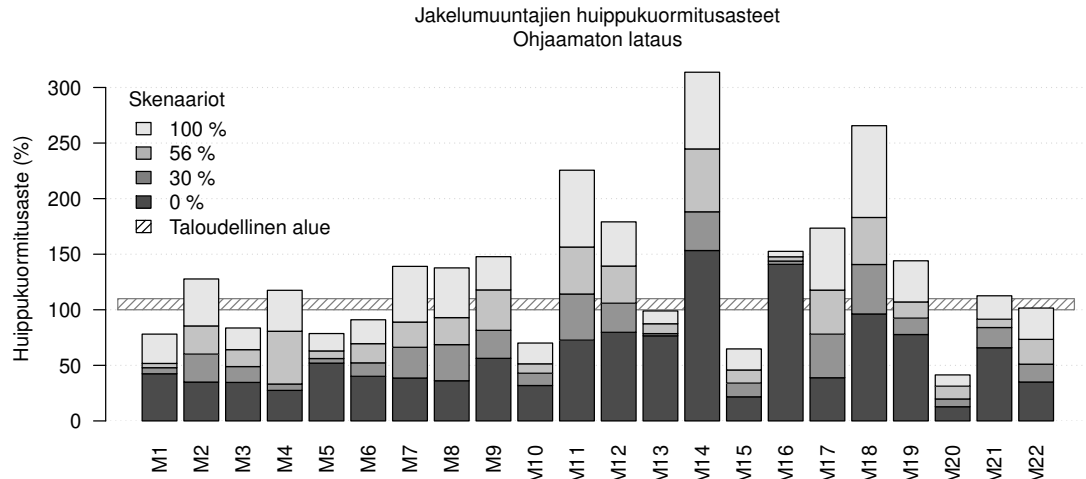
Tutkimustuloksien perusteella jakelumuuntajista suurin osa siirtyy lähemmäs huipputehon taloudellista käyttöaluetta ohjaamattomalla sähköajoneuvojen latauksella. Muuntamoissa M1–M10 sekä M13, M15, M16 ja M19–M22 on riittävästi kapasiteettia laajamittaiseen 100 % skenaarion määrittelemään ohjaamattomaan lataukseen, koska niiden huippukuormitusasteet ovat korkeintaan noin 150 %. Muuntamoita M11 ja M12 voidaan käyttää luotettavasti vain 56 % skenaarioon asti. Muutamaa M18 voidaan käyttää 30 % skenaarioon asti ja muuntamo M14 ei voida kuormittaa käytännössä lainkaan ylimääräisellä latauskuormalla. Tuloksien perusteella muuntamoiden M11, M14 ja M18 syöttämät toimistokiinteistöt sisältävät paljon pysäköintipaikkoja, mutta kiinteistöjen peruskuorma suhteessa pysäköintipaikkojen määrään on pieni. Tällöin ohjaamaton latauskäyttäytyminen aiheuttaa merkittäviä ylikuormitustilanteita muuntajiin. On huomioitava, että huippukuormitus aika



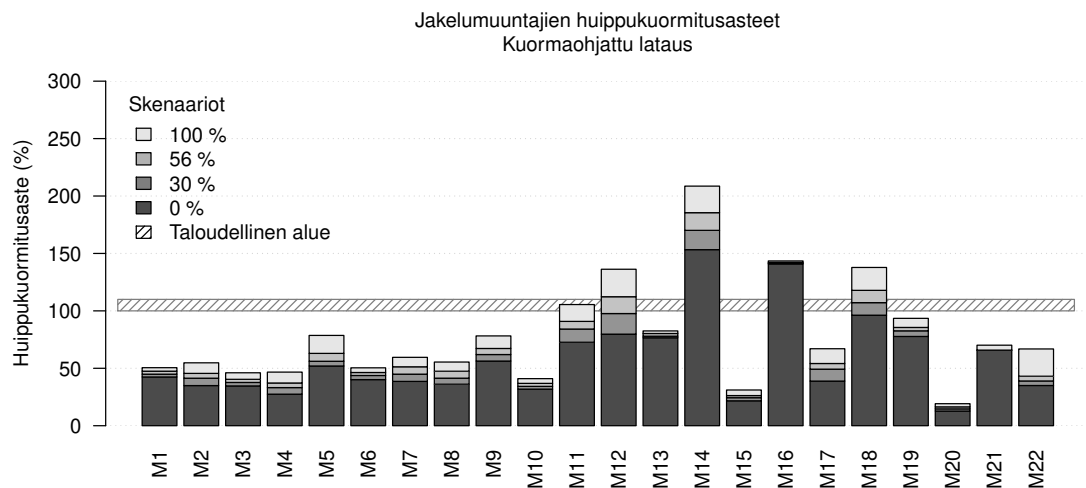
Kuva 7.7: Kuormitusanalyysissä tarkasteltujen liittymiskaapeleiden kuormitettavuudet 56 % skenaariossa ohjaamattomalla ja kuormaohjatulla latauksella.

on keskimäärin 1–2 tuntia, johtuen ohjaamattoman latauksen kestosta. Lisäksi todettakoon, että tutkimustuloksien tarkkuutta rajoittaa AMR-datan mittaustajuuus, eli esitellyt arvot ovat keskituntitehoja.

Älykkäällä latauksella, joka tässä tutkimuksessa on koko työpäivälle jaettu latauskuorma, voidaan hyvin tehokkaasti rajoittaa jakelumuuntajien ylikuormitustilanteita. Kuvassa 7.9 on esitetty vastaavat tulokset kuormaohjatulla latauksella jokaisessa skenaariossa. Käyttämällä tehonhallintaa latauskuorman huipputehon rajoittamiseksi, lukuun ottamatta poikkeustapausta M14, voidaan käytännössä jokaisen skenaarion määrittelemiä ajoneuvomääriä ladata tarkastelluissa muuntopiireissä. Näin ollen voidaan myös tehdä johtopäätös, että tarkasteltavissa muuntopiireissä on kapasiteettia myös muiden sähköistymistrendien aiheuttamille lisäkuormille.



Kuva 7.8: Kuormitusanalyysissä tarkasteltujen jakelumuuntajien huippukuormitusasteet eri skenaarioissa ohjaamattomassa latauksessa.



Kuva 7.9: Kuormitusanalyysissä tarkasteltujen jakelumuuntajien huippukuormitusasteet eri skenaarioissa kuormaohjatussa latauksessa.

Skenaarioiden vaikutus alueelliseen sähköenergiankulutukseen

Lopuksi voidaan johtaa jokaisen skenaarion aiheuttama muutos Pitäjänmäen vuosienergiassa. Vuonna 2018 Pitäjänmäen vuosienergia oli perustilanteessa 185 GWh ja sen sähköenergiankulutus oli Helsingin kaupunginosista 6. suurin. Toimistorakennukset edustivat tästä 47,3 GWh eli 25,5 %. Kuten mainittiin, tässä alueanalyysissä tarkastelussa on 22 muuntamoita, joissa on myös toimistoliittymien lisäksi osa muunlaista kuormaa. Yhteensä tarkasteltavien muuntamoiden vuosienergia oli vuonna 2018 55,4 GWh. Summaamalla muuntajan peruskuorma P_m eri skenaarioiden latauskuormien P_{lat} kanssa vuoden jokaiselta tunnilta yhtälöllä (7.2) saadaan tietoa, paljonko vaikutusta toimistokiinteistöjen sähköajoneuvojen latauksella on kaupunginosan vuosittaiseen sähköenergiankulutukseen E_a .

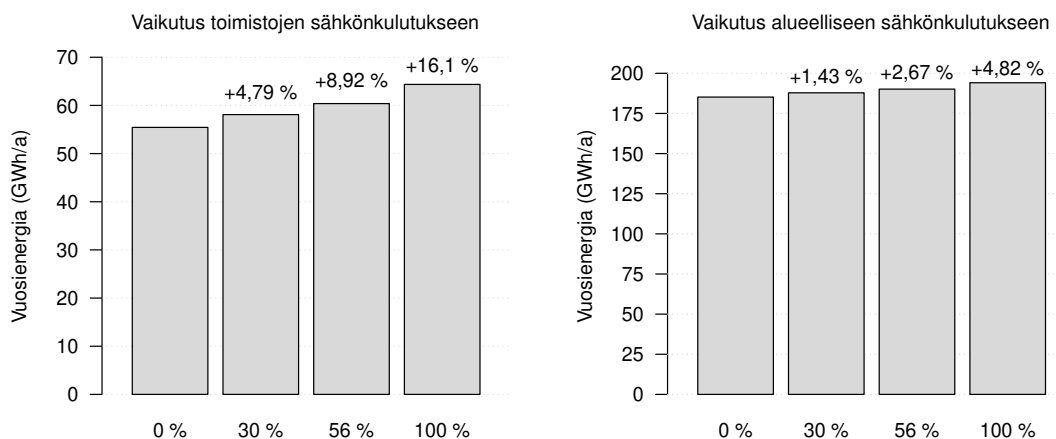
P_m ja P_{lat} ovat keskituntitehoja, jonka vuoksi ne voidaan suoraan laskea yhteen energiaksi.

$$E_a = \sum_{i=1}^{8760} (P_{m,i} + P_{lat,i}) \quad (7.2)$$

Tämän työn tuloksien perusteella toimistokiinteistöissä tapahtuvan latauksen kokonaissähköenergiankulutus vuodessa 30 % skenaariossa on noin 2,66 GWh, 56 % skenaariossa noin 4,94 GWh ja 100 % skenaariossa noin 8,92 GWh. Yhtälön (7.2) avulla lasketut näiden skenaarioiden vuosienenergiat ja niiden suhteellinen vaikutus tarkasteltavien muuntamoiden ja koko kaupunginosan sähkönkulutukseen on esitetty kuvassa 7.10.

Kokonaissähköenergiankulutuksen vaikutus on todellisuudessa alueelliseen kulutukseen hieman suurempi, jos oletetaan, että osa sähköajoneuvojen omistajista asuu samassa kaupunginosassa. Asuinkerrostalojen, rivi- ja ketjutalojen ja pientalojen sähkönkulutus oli tarkasteltuna vuonna yhteensä 23,9 GWh. Jos matkasuorite on Pitäjänmäellä asuvilla henkilöillä yhtä suuri myös töistä takaisin ja jos latauskuorman energiankulutus käyttäytyy lineaarisesti toimisto- ja asuinrakennuksien kulutuksen suhteen, hyvin karkeasti voidaan arvioida, että latauskuorman vuosienenergia asuinrakennuksissa olisi esimerkiksi 30 % skenaariossa $(23,9 \cdot 2,66)/55,4 = 1,15$ GWh. Tällä tavalla laskettuna latauskuorman kokonaissähköenergiankulutus olisi 30 % skenaariossa 3,81 GWh, 56 % skenaariossa 7,07 GWh ja 100 % skenaariossa 12,8 GWh.

Alueellisen kuormitusanalyysin tulokset vahvistavat hypoteesin, että latauskuorman vaikutus huipputehoon on huomattavasti merkittävämpi kuin kokonaissähköenergiankulutukseen. Näin ollen myöskin tehonhallinta on tärkeässä roolissa. Tässä työssä esitellyllä tehonhallintakeinolla, jossa ajovoima-akkujen energian tarve jaetaan koko työpäivälle voidaan tehokkaasti vähentää latauskuorman vaikutuksia sähkönjakeluverkon kuormitukseen.



Kuva 7.10: Latauskuormaskenaarioiden vaikutukset Pitäjänmäen toimistokiinteistöjen ja koko alueen vuosienenergiaan. Perustilanne on 0 %, joka on vuoden 2018 sähkönkulutuksen toteuma.

8 TULOKSIEN ANALYSOINTI JA POHDINTA

Tutkimustuloksia on esitelty tässä työssä luvuissa 6 ja 7 sekä liitteissä D ja E. Tässä luvussa analysoidaan näitä tuloksia, esitetään keskeiset johtopäätökset ja vastaukset työn tutkimuskysymyksiin sekä tehdään pohdintoja näiden merkityksestä tulevaisuudessa. Tämän diplomityön tarkoitus oli löytää tapa arvioida sähköajoneuvojen tehon tarvetta sekä analysoida tämän tehon tarpeen toimistokiinteistöissä tapahtuvan hallinnan vaikutuksia sähköjakeluverkon mitoittamiseen. Lisäksi tarkoituksena oli tarkastella tehonhallintaresurssien kannattavuutta.

8.1 Latauskuorman arvioiminen

Tässä työssä esitettiin sähköajoneuvojen latauskuorman arvioimiseen luotu tilastomatemattinen algoritmi, jolla voidaan mallintaa latauskuormaa tehon tarpeen näkökulmasta. Työkalu luotiin, koska latauskuorman käyttäytyminen on jakeluverkon näkökulmasta stokastista sähköajoneuvojen sekä niiden käyttäjien heterogeenisyyden takia. Erityisesti tällä keinolla saatiin tietoa asemakaavojen määrittelemistä sähköajoneuvojen latauskuormien potentiaaleista. Luotua algoritmia voidaan näin ollen hyödyntää uudisrakennusalueiden pienjänniteverkkojen sekä käytössä olevien muuntopiirien muutoksiin liittyvissä suunnittelutehtävissä.

Sähköajoneuvojen latauspisteitä liitetään usein käytössä oleviin vanhoihin sähköliittymiin. Nämä muutostyöt vaativat yleensä latauspisteen toimittajalta selvitystyötä liittyen kiinteistösjohdon sekä sähköliittymän kuormitettavuuden riittävyteen. Tässä työssä esitetyllä latauskuorman arviointimenetelmällä voidaan myös helpottaa näitä työtehtäviä erityisesti tapauksissa, joissa tarkoituksena on hankkia useampia latauspisteitä. Lisäksi voidaan tehdä teknis-taloudellisia vertailuja eri latauspisteiden ja tehonhallintakeinojen kannattavuudesta sähkönsiirtomaksujen näkökulmasta kuten case-tarkastelussa tehtiin luvussa 6.

Työssä esiteltyä sähköautojen latauskuorman mallia tulisi säännöllisin väliajoin päivittää, kun siinä käytettyjen parametrien voidaan katsoa olevan vanhentuneita. Nämä ovat esimerkiksi henkilöautoilla tehtävien ajosuoritteiden muuttuminen sekä sähköautojen ja latausteknologian kehittyminen. Mikäli mallia käytetään yksittäisten kohteiden sähkösuunnittelutehtävissä, ja kohteesta on saatavilla luotettavaa mittausdataa, tulisi tätä kohdekohtaista mittausdataa hyödyntää parametrien muodostamisessa.

Tulevaisuudessa saattavat ehdotetut konseptit kuten autonomiset autot sekä latausrobotit [129] muuttaa huomattavasti sähköautojen latauskuorman ajallista ja määrällistä vaikutusta jakeluverkkoon. Itseohjautuvien ajoneuvojen potentiaalina on vähentää ruuhkia, kun jokaisen ajoneuvon reitti on optimoitu muiden alueella olevien ajoneuvojen kanssa. Tästä seuraisi ainakin kaksi merkittävää vaikutusta. Ensimmäiseksi voidaan olettaa autokoh- taisen päivittäisen yhteenlasketun pysäköintiajan kasvavan, mikäli autoilla ei olisi uusia käyttötarkoituksia. Tämä puolestaan lisäisi pisintä mahdollista päivittäistä latausaikaa, jolloin latauskuormapiikkien amplitudit pienentyisivät, mutta toisaalta niitä esiintyisi ja- keluverkossa useammin vuorokauden sisällä. Niiden ajallista vaihtelua olisi myös haasta- vaa arvioida. Toinen merkittävä seuraus itseohjautuvista autoista olisi, että henkilö- ja tavarakuljetuspalvelut avautuisivat itseohjautuvien ajoneuvojen kautta helpommin yksi- tyishenkilöille, mikä kasvattaisi sähköisen ajoneuvokannan latauskuorman tehon tarvetta autojen päivittäisten ajosuoritteiden kasvaessa.

Latausrobotit puolestaan toisivat mahdollisuuksia sähköajoneuvojen lataukselle parkkia- lueille, joissa ei voida asentaa latauspisteiden tarvitsemia kaapeleita ja putkituksia py- säköintiruuduille esimerkiksi tilan puutteellisuuden takia. Latausrobotit kykenevät siirtä- mään automaattisesti sähköenergiavarastoja ajoneuvojen läheisyyteen ja aloittamaan la- tauksen. Tämän teknologian käyttöönotto kasvattaisi sekä julkisten että yksityisten pysä- köintialueiden latauskuorman tehon tarvetta. Mikäli tulevaisuudessa latauskuorma alkaa käyttäytyä edellä esitetyillä tavoilla, tulisi latauspisteiden mitoittava sähköteho arvioida uudesta näkökulmasta.

8.2 Tehonhallinnan vaikutukset

Tässä diplomityössä oli tarkoitus selvittää, miten arvioitu sähköajoneuvojen latauskuor- ma vaikuttaa sähköjakeluverkon mitoittamiseen, ja voidaanko tätä kuormaa toimistokiin- teistöissä tyydyttää teknis-taloudellisesti järkevällä tavalla. Vastaus jakeluverkon mitoitus- kysymykseen on esitetty erityisesti luvun 7 tutkimustuloksilla. Tehonhallintaratkaisujen kannattavuuteen liittyviä tuloksia on puolestaan esitetty luvussa 6.

Luvussa 7 tutkittiin Helen Sähköverkon jakelualueen toimistopainoiteista kaupunginosaa. Jakeluverkkoyhtiön kannalta tuloksien perusteella olisi liittymiskaapeleiden pitoaikojen kokonaiskustannuksien näkökulmasta kannattavinta etenkin toimistokiinteistöissä sähkö- ajoneuvojen kuormaohjattu lataus. Kuormitusanalyysin tuloksien perusteella suhteellisen matala sähköajoneuvojen penetroitumisaste yhdessä työpäivän ajalle tasoitettulla lataus- kuormalla kasvattaa monissa liittymiskaapelissa kuormitusastetta siten, että kyseisten kaapeleiden käyttö on enemmän taloudellisesti perusteltua kuin ilman latauskuormaa. Tämä johtuu siitä, että tarkastellut sähköliittymät ovat ylimitoitettuja toteutuneeseen te- hon tarpeeseen nähden. Näiden liittymien mitoituksessa huomioitua tehon kasvua ei olla saavutettu. Toimistokiinteistöjen ominaiskulutuksella on myös lähivuosina vallinnut las- kutrendi. Kuormaohjattu lataus edustaa käytännössä kasvanutta työpäivän aikaista perus- kuormaa, jolloin liittymien taloudelliset käyttöalueet eivät muutu merkittävästi. Yhdessä

tämän seikan ja kuormaohjatun latauksen aiheuttaman kuormitusasteen kasvun kanssa, on älykäs lataus kokonaiskustannuksien kannalta kannattavaa erityisesti liittymillä, joissa on liikaa ylimääräistä kapasiteettia teknis-taloudellisesta näkökulmasta.

Tämän diplomityön kirjoittamisen aikaan käytettäessä termejä älykäs latauspiste tai -järjestelmä, tarkoitetaan usein kokonaisuuksia, joilla voidaan osallistua sähköjärjestelmätason tehotasapainon hallintaan. Älykkyyden sisältöä ja määritelmää sähköautojen latauksessa tulisi kuitenkin laajentaa kattamaan paikallinen tehonhallinta eli latausenergian jakaminen mahdollisimman pitkälle ajalle. Tämänkaltaisen sähköautojen älykäs lataus on esitetty tässä diplomityössä, ja se edustaa sähköjakeluverkkojen kannalta tehokasta latausratkaisua tehonhallintaan.

Kun tarkasteltiin ohjaamatonta latausta, jotkin liittymiskaapelit ylikuormittuivat jo pienillä sähköajoneuvojen penetroitumisasteilla, mikä puoltaa näkemystä huolellisesta selvitystä ja sähkösuunnittelutyöstä sähköajoneuvon latauspisteen hankinnan yhteydessä. Luvun 6 tuloksien perusteella yleisesti sähkösuunnittelualalla käytössä olevat latauspisteiden mitoitusyhtälöt tulisi päivittää. Nykyiset yhtälöt sekä ohjaamattomalle lataukselle että älykkäälle lataukselle eivät huomioi riittävästi sähköautojen latauskuorman satunnaisuudesta johtuvaa maksimilataustehojen risteilyä. Toisin sanoen latauspisteiden tehon tarve ylimitoitetaan. Tämä edelleen vaikuttaa siihen, että pienjänniteverkon sähköliittymien ylimitoittaminen jatkuu tai se voi joissakin tapauksissa pahentua.

Jakeluverkon näkökulmasta ohjaamaton lataus vaikuttaa lisäksi liittymiskaapeleiden häviöiden huipunkäyttöaikoihin, jotka edelleen muuttavat kaapeleiden taloudellisia käyttöalueita. Käytännössä liittymiskaapeleita tulisi ohjaamattoman latauskuorman kanssa käyttää aina suuremmilla kuormitusasteilla, jotta niiden käyttö olis taloudellista. Suuret liittymät, jotka ovat huomattavasti ylimitoitettuja, eivät kuitenkaan luvun 7 tuloksien perusteella saavuta tätä taloudellista käyttöaluetta ennen termisen kuormitettavuuden ylärajaa, jos latauskuormaan ei vaikuteta tehonhallintakeinoin.

Tulevaisuudessa voidaan olettaa, että sähköautojen ohjaamaton lataus yleistyy ensimmäisenä, koska peruslatauspisteet ovat edullisempia. Tätä tilannetta esittää ohjaamattoman latauksen 30 % skenaario. Kun sähköautojen kokonaismäärä kasvaa, on luonnollista, että myös latauspisteisiin liittyvä äly yleistyy. Tätä tilannetta puolestaan edustaa kuormaohjatun latauksen skenaariot 56 % ja 100 %. Jokaisessa näissä kolmessa edellä mainitussa skenaariossa ovat pienemmät liittymät (alueanalyysissä liittymänumerot 1–4) taloudellisilla käyttöalueilla. Mikäli Helsingissä jatketaan nykyisien pienjänniteverkon suunnitteluperiaatteiden käyttöä, ei näin ollen voida katsoa sähköautojen latauskuorman aiheuttavan merkittäviä muutoksia liittymiskaapeleiden mitoitusperiaatteisiin pienempien liittymien tapauksessa. Suurien liittymien (liittymänumerot 6–10) ylimitoittamista tulisi kuitenkin vähentää. Pelkästään kuormaohjatulla latauskuormalla ei ollut riittävän merkittävää vaikutusta näiden liittymien kuormitusasteisiin, jotta ne olisivat kasvaneet taloudellisille alueille. Toisaalta yhdessä muiden sähköistymistrendien kanssa, saattavat myös suurien liittymien kuormitusasteet kasvaa taloudellisiksi.

Jotkin jakelumuuntajat kuormittuvat merkittävästi ohjaamattomasta latauksesta, joskin suurinta osaa tarkastelluista muuntajista voidaan käyttää jopa ohjaamattoman latauksen 100 % skenaariossa. Jakelumuuntajien kuormittumista voidaan hyvin tehokkaasti rajoittaa kuomaohjatulla latauksella. Yhtä poikkeusta lukuun ottamatta jakelumuuntajien huippukuormitusasteet ovat termisien rajojen puitteissa jokaisessa skenaariossa, kun käytetään älykkäitä sähköautojen latauspisteitä. Näin ollen voidaan tehdä johtopäätös, että toimituspainotteisten alueiden jakelumuuntajien mitoitusperiaatteet ovat toimivia etenkin, jos muuntamoiden pienjännitekeskusten lähtöjen lukumäärä pidetään samana.

Jos pienjänniteverkon suunnittelussa siirrytään tehokkaampaan asiakkaan kanssa tehtävään yhteistyöhön, liittymien ylimitoitusta voidaan vähentää. Tällöin kuitenkin ohjaamaton latauskuorma voi aiheuttaa ylikuormitustilanteita, joten myös tehonhallintaa tulisi lisätä tässä tilanteessa. Samalla vapautuisi myös muuntamoiden pienjännitekeskusten lähtökapasiteettia useammalle liittymälle, koska lähtöjä ei sidottaisi ylimääräisen kapasiteetin takia. Tällöin jakelumuuntajien kuormitusasteet kasvaisivat, koska muuntopiireihin saataisiin liitettyä useampia sähköliittymiä ja edelleen sähkönkäyttöpaikkoja. Seurauksena jakelumuuntajien käyttö olisi todennäköisemmin taloudellisempaa niiden nimellistehojen näkökulmasta kuin nykytilanteessa. Toisaalta tässä tapauksessa, vaikka liittymiskaa-pelit toimisivat termisen kuormitettavuusrajan alapuolella, saattaisivat jakelumuuntajat ylikuormittua, jos muuntamoiden lähtöjä olisi huomattavasti enemmän käytössä kuin nykytilanteessa.

Muuntamoon kytketyllä sähköenergiavarastolla voitaisiin kompensoida näitä ylikuormitustilanteita huipunleikkauksella, mutta akkujen käyttö ei nykyisen valvontamallin mukaan ole sallittua verkkoyhtiöille siirtokapasiteetin hallintaan. Toisaalta akkusähkövaraston hyödyntäminen asiakkaan liittymispisteessä tuo kiinnostavia mahdollisuuksia jakeluverkon tehonjaon optimointiin. Älyverkkosovelluksilla saataisiin rakennettua hyvinkin tehokkaita pienjänniteverkkoratkaisuja, joissa sähköautojen latausta voitaisiin ajoittaa esimerkiksi verkon kuormitusennusteiden avulla.

8.3 Tehonhallintaresurssien kannattavuuden parantaminen

Luvussa 6 esitetyjen tuloksien perusteella sähköautojen latauskuorman tehonhallinta latauspisteillä on sekä taloudellisesti kevyin tehonhallintamenetelmä että helpoin ratkaisu toteuttaa toimitokiinteistöissä, joissa latausryhmä sisältää useita latauspisteitä. Tämän diplomityön kirjoittamisen aikaan latauspisteet, joilla voidaan suorittaa älykästä latausta, ovat kuitenkin vielä kalliimpia kuin peruslatauspisteet, joita ei ohjata esimerkiksi pilvi-teknologiaa hyödyntävällä hallintajärjestelmällä. Älykkäämpien latauspisteiden takaisinmaksuaika verrattuna peruslatauspisteeseen on tämän työn tutkimuksien perusteella jo nykyisellä sähkönsiirtohinnoilla muutamia vuosia riippuen perus- ja älylatauspisteen hintaerosta.

Case-tarkastelussa luvussa 6 esitetyjen tuloksien perusteella sähköautojen latauskuorman tehonhallinta älykkäillä latauspisteillä on perusteltua kyseisessä toimitokiinteistössä, jos

latauspisteitä käytetään aktiivisesti. Jakelumuuntajan vaihtaminen nimellisteholtaan suurempaan on jakeluverkkoyhtiölle helppoa, mutta liittymiskaapeleiden vaihtaminen vaatii myös yleensä kaivuutyötä, joka kasvattaa kaapeleiden vaihtamisen kustannuksia. Näin ollen myös asiakkaan näkökulmasta sähköajoneuvojen latauskuorman tehonhallinta on taloudellisesti perusteltua. Sähköajoneuvon omistajan kannalta älykkäiden latauspisteiden käyttö ei yleensä aiheuta muutoksia hänen käyttäytymiseensä. Omistajalle voi tuoda myös lisäarvoa tehonhallintaan osallistuminen latauspisteiden kautta. Latauspisteen kaksisuuntaisen tehonsiirto eli *Vehicle-to-grid* -konseptin täysimittainen käyttöönotto mahdollistaisi ajoneuvojen ajovoima-akkujen hyödyntämisen taajuusreserveissa. Sähköverkkoyhtiö voi lisäksi epäsuorasti parantaa älykkäiden latauspisteiden kannattavuutta ja yleistää niiden käyttöönottoa joko kasvattamalla sähkönsiirron tehomaksua tai sen osuutta, tai siirtymällä täysin tehopohjaiseen hinnoitteluun. Myös sähköliittymähinnastoa voitaisiin muokata kannustamaan tarkempaan liittymän tehon tarpeen mitoittamiseen.

Hyvin suurissa toimistokiinteistöissä, joissa pelkkä peruskuorman suuruus on merkittävä, saattaa akkusähkövaraston hankinta osoittautua järkeväksi, jos se optimoidaan esimerkiksi sähköautojen latauskuorman tehuippujen leikkaamiseen. Akkujen käytössä tulisi myös huomioida niiden vanhemiseen liittyvät kustannukset. Akkujen C-arvot ja energiakapasiteetit pienentyvät niiden ikääntyessä, jolloin myös niiden kyvykkyys huipunleikkaussovelluksiin laskee. Lisäarvoa akuille tulisi hakea kantaverkonhaltijan taajuusreserveistä. Toimistokiinteistöissä reservitoimintaa voidaan toteuttaa vähintään viikonloppuisin, jolloin peruskuorma on alhaisimmillaan, eikä sähköautojen latauspisteitä käytetä. Mikäli akkusähkövaraston käyttöaste on suhteellisen matala myös arkiviikoilla, tulisi huipunleikkauksen ja reservitoiminnan yhteiskäyttöä harkita.

Akkuteholähteellä suoritettavalla huipunleikkauksella saadaan kuitenkin kaikkein tehokaimmin rajoitettua huipputehoa ja edelleen siirtomaksun tehokomponentin suuruutta. Akkusähkövaraston hankinta pelkästään latauspisteiden ja kiinteistön tehonhallintaan huipunleikkausta hyödyntämällä on kuitenkin edelleen heikosti perusteltavissa oleva ratkaisu pienasiakkaalle teknis-taloudellisesta näkökulmasta. Syinä ovat akkusähkövaraston korkea investointikustannus ja yleisesti heikko käyttöaste sekä siirto- että liittymämaksujen alhaiset hinnat.

Tässä työssä esitellyllä geneettisellä algoritmilla löydettiin tarkastelussa olleelle akkusähkövarastolle optimaaliset huipunleikkausrajat eri latausskenaarioihin, mutta akulla saatava taloudellinen hyöty jäi silti case-tarkastelussa alhaiseksi suhteessa esimerkiksi älykkäiden latauspisteiden käyttämiseen. Eräs syy tähän oli, että akkua ei oltu mitoitettu kohteen sähkönkulutusprofiilin perusteella. Jos akkua käytetään pelkästään huipunleikkaukseen, tulisi sen energiakapasiteetti ja nimellisteho mitoittaa myös sen mukaisesti. Nämäkin arvot voidaan löytää esimerkiksi optimoimalla. Tällöin optimointiprosessin tavoiteyhtälö on minimoida tarkasteltavan akkusähköjärjestelmän nimellisteho ja energiakapasiteetti joko tässä työssä esitellyllä latauskuorman algoritmilla simuloidun tai toteutuneen sähkönkulutusprofiilin perusteella. Tällä tavoin mitoitettuna akkusähkövaraston käyttö saattaa olla jo nykyisillä tehomaksuilla kannattavaa ohjaamattoman latauskuorman leikkaamiseen.

Lisäarvoa akkusähkövarastolle voidaan hakea kantaverkonhaltijan taajuusreserveistä. Eri-tyisesti pienillä resursseilla reserveihin voidaan osallistua aggregointipalvelun kautta. Asiakkaan kannalta tämän tulisi olla helposti toteutettavaa ja automaattista toimintaa. Toiminnasta tulisi saada myös riittävä taloudellinen korvaus. Aggregoinnin kautta yksittäisen asiakkaan osuus tuotosta jää nykyisin vielä pieneksi. Akkusähkövarastoa tulisi asiakkaan näkökulmasta edelleen ensisijaisesti käyttää paikallisen tuotannon energiavarastona sekä kiinteistön varavoimalähteenä.

8.4 Jatkotutkimukset

Merkittävin jatkotutkimus tämän työn aihealueeseen olisi laajentaa luotuja sähköautojen latauskuorman mallinnusalgoritmeja. Esimerkiksi ottamalla huomioon työssäkäynnin satunnaisuuden, työautot, julkiset ja kotilatauspisteet sekä pendelöinnin voitaisiin saada tietoa latauskuorman tehon tarpeesta esimerkiksi kokonaisien kaupunginosien sähkönkäytön ennusteisiin. Kun Suomessa siirrytään tarkempaan 15 minuutin pituiseen taseselvitysjaksoon, tulisi myös tällöin tarkentaa tässä tutkimuksessa esiteltyä algoritmeja toimimaan uudessa sähkömarkkinamallissa.

Luotuja algoritmeja olisi mielenkiintoista laajentaa kattamaan myös liittymien jänniteprofiilit lataustapahtumien aikana, jotta saataisiin tietoa jännitteenalenemien suuruuksista. Eri-tyisesti ohjaamaton latauskuorma saattaa aiheuttaa merkittäviä jännitteenalenemisiä jakeluverkkoon. Toisaalta voitaisiin lisäksi laajentaa mallinnettujen tehonhallintasovelluksien joukkoa ottamalla mukaan sähköauton ajovoima-akulla suoritettava taajuusreservitoiminta, jolla voitaisiin tarkastella ajoneuvon omistajalle latauspisteillä saatavaa lisähyötyä.

Sähköautojen älykästä latausta olisi kuitenkin ensisijaisesti kannattavaa edistää kattamaan paikalliset tehonhallintasovellukset. Tämän työn tutkimustuloksien perusteella ohjaamattoman latauksen käyttöä tulisi välttää. Paikallinen älykäs lataus, jossa latauskuorma jaetaan mahdollisimman pitkälle aikavälille, on toteutettavissa yksinkertaisin toimenpitein. Sen käyttöönottoa tulisi yleistää lisäämällä tietoisuutta sen hyödyistä sekä tekemällä vastaavia tutkimuksia kuin tässä diplomityössäkin on tehty.

Tässä työssä tutkittiin toimistopainotteisia muuntopiirejä ja niiden käyttäytymistä erilaisissa sähköajoneuvojen latauskuormaskenarioiden. Helen Sähköverkon jakelualueella on kuitenkin erityyppisiä muuntopiirejä, joten tässä työssä esiteltyjä tutkimusmetodeja tulisi hyödyntää myös niissä. Käytettyjä parametreja on kuitenkin aina muokattava tarkasteltaviin alueisiin sopiviksi.

9 YHTEENVETO

Tässä diplomityössä esitettiin tehonhallintamenetelmiä toimistokiinteistöissä, joissa voidaan liikenteen sähköistymisen takia olettaa aiheutuvan lisäkuormaa kaupunkisähkönjakeluverkolle. Menetelmissä hyödynnettiin tehonhallintaresursseina sekä akkuteholähdettä että älykkäitä sähköautojen latauspisteitä. Sähköautojen aiheuttaman latauskuorman mallintamista varten luotiin algoritmit suunnittele mattomalle eli ohjaamattomalle lataukselle ja älykkäälle eli kuormaohjatulle lataukselle, jossa sähköajoneuvojen energian tarve jaetaan koko työpäivälle. Lisäksi esiteltiin optimointialgoritmi, jolla voitiin löytää asiakkaan kannalta kustannusoptimaaliset akkuteholähteen lämpötilariippuvaiset sähkötehon huippunleikkausrajat.

Case-tarkastelussa esiteltyjen tuloksien perusteella älykkäiden latauspisteiden käyttäminen on asiakkaan kannalta taloudellisesti järkevin ratkaisu siirtomaksun teho perusteisen osan minimoimisessa. Toisaalta suurin säästö tehomaksuissa saadaan odotetusti akkuteholähteen käyttämisellä. Tässä diplomityössä esitellyn akun käyttäminen pelkästään sähkönkäyttäjän huipputehon rajoittamiseen ei kuitenkaan ole kokonaiskustannuksien kannalta järkevää. Case-tarkastelun tulokset myös puoltavat siirtymistä algebrallisesta sähköautojen latauspisteiden mitoittamisesta todennäköisyyspohjaiseen mitoittamiseen.

Sähköajoneuvojen latauskuorman alueellisia vaikutuksia analysoitiin eräässä Helsingin toimistotiheässä kaupunginosassa. Koska sähköisien ajoneuvojen lukumäärä oli Helsingissä tämän diplomityön kirjoittamisen aikaan alhainen, luotiin kolme eri skenaariota henkilökohtaisien sähköautojen yleistymiselle. Kuormitusanalyysin tuloksista havaittiin, että sähköautojen potentiaalinen ohjaamaton latauskuorma saattaa ylikuormittaa liittymiskaapeleita, ellei käytössä ole tehonhallintakeinoja. Jakelumuuntajien kapasiteetti puolestaan riitti täysin ohjaamattomaan sähköautojen latauskuormaan. Työn tuloksien perusteella lievällä sähköautojen penetroitumisasteella Helsingin Sähköverkon käytössä olevien liittymiskaapeleiden ja jakelumuuntajien kuormitettavuudet siirtyvät kuitenkin lähemmäs taloudellisia käyttöalueita toimistopainotteisilla alueilla.

Sekä case- että alueellisen tarkastelun tuloksien perusteella käytettäessä sähköautojen latauspisteiden paikallista tehonhallintaa voidaan latauskuorman huipputehoa rajoittaa tehokkaasti ja yksinkertaisin toimenpitein. Sähkönjakeluverkkojen näkökulmasta asiakkaiden kannustaminen tehonhallintakeinoihin on kannattavaa. Sähköautojen latauskuorman huipputehon tarve on jakeluverkon mitoittamiseen huomattavasti merkitsevämpi tekijä kuin kyseisen latauskuorman vaikutukset alueellisiin energiankulutuksiin.

LÄHTEET

- [1] Loukkalahti, M. *HSV:n toimintavarmuus ja miten siihen on päästy*. Diaesitys. Helen Sähköverkko Oy, 2019.
- [2] Household Energy Price Index for Europe. Press Release. Energie-Control Austria, The Hungarian Energy ja Public Utility Regulatory Authority ja VaasaETT, 2019. URL: https://static1.squarespace.com/static/59c39dd2b07869ebd1d205ba/t/5d95f180a0bfc672d825114f/1570107849682/HEPI_Press_Release_September_2019.pdf.
- [3] Grigoriou, R. *Data Analysis Manager, Electrical and Computer Engineer*. Sähköpostiviestit 29.1.–4.2.2020. VaasaETT.
- [4] EU-SysFlex. *System operation and flexibility solutions for integrating 50% renewables by 2030*. Esite. 2019. URL: <http://eu-sysflex.com/wp-content/uploads/2019/05/EUSysFlex-brochure-2019.pdf>.
- [5] EU-SysFlex. *WP6: Demonstration of flexibility services from resources connected to the distribution network*. Verkkosivu. URL: <http://eu-sysflex.com/workpackages/wp6-demonstration-of-flexibility-services-from-resources-connected-to-the-distribution-network/> (viitattu 23.10.2019).
- [6] Korpio, J. *Sähkönjakeluverkko kysyntäjouston mahdollistajana*. Diplomityö. Espoo: Aalto-yliopisto, 2019.
- [7] Takala, S. *Loistehon kaupallinen hallinta jakeluverkkoyhtiössä*. Diplomityö. Espoo: Aalto-yliopisto, 2018.
- [8] United Nations. *Climate Change, Process and meetings, The Paris Agreement*. URL: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement> (viitattu 11.09.2019).
- [9] Datahub. *Global Temperature Time Series*. Verkkosivu. URL: <https://datahub.io/core/global-temp> (viitattu 22.11.2019).
- [10] NASA. *GISS Surface Temperature Analysis (GISTEMP v4)*. Verkkosivu. URL: <https://data.giss.nasa.gov/gistemp/> (viitattu 22.11.2019).
- [11] Elinkeinoelämän keskusliitto. *Energia ja ilmasto. Pariisin ilmastopöytäkirja*. Verkkosivu. URL: <https://ek.fi/mita-teemme/energia-liikenne-ja-ymparisto/energia-pariisin-ilmastopöytäkirja/> (viitattu 11.09.2019).
- [12] European Commission. *Emissions Trading System (EU ETS)*. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en (viitattu 11.09.2019).
- [13] European Commission. *A Clean Planet for all. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*. Bryssel, 2018. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773>.

- [14] Gloaguen, O. ja Alberola, E. *Assessing the factors behind CO₂ emissions changes over the phases 1 and 2 of the EU ETS: an econometric analysis*. CDC Climat Research. Pariisi, 2013.
- [15] Vailles, C., Alberola, E., Farrokhi, B., Cassisa, C. ja J., B. *Aligning the 2030 EU climate and energy policy framework to meet long-term climate goals*. Institute for Climate Economics, 2018. URL: https://www.i4ce.org/wp-core/wp-content/uploads/2019/03/I4CE-Enerdata_Mind-the-gap-full-report_web.pdf (viitattu 28. 11. 2019).
- [16] European Commission. *A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030*. Bryssel, 2014. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0015&from=EN>.
- [17] European Comission. *The European Green Deal*. Bryssel, 2019. URL: https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_en.pdf (viitattu 12. 12. 2019).
- [18] Tilastokeskus. *Suomen kasvihuonepäästöt 2018*. Verkkosivu. 2018. URL: https://www.stat.fi/til/khki/2018/khki_2018_2019-05-23_kat_001_fi.html (viitattu 03. 10. 2019).
- [19] Eurostat. *Share of renewable energy in gross final energy consumption*. Verkkosivu. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/t2020_31/default/table?lang=en (viitattu 03. 10. 2019).
- [20] Pääministeri Antti Rinteen hallituksen ohjelma 6.6.2019. *Osallistava ja osaava Suomi - sosiaalisesti, taloudellisesti ja ekologisesti kestävä yhteiskunta*. Valtioneuvoston julkaisuja 2019:23. Helsinki, 2019. URL: <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-287-756-7>.
- [21] Hiilineutraalisuomi. *Hinku-verkosto*. Verkkosivu. URL: <http://www.hiilineutraalisuomi.fi/hinku/> (viitattu 28. 11. 2019).
- [22] Kantaverkon kehittämissuunnitelma 2019-2030. Fingrid Oyj. Helsinki, 2019. URL: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/kantaverkon-kehittaminen/kantaverkon_kehittamissuunnitelma-2019-2030.pdf.
- [23] Sähköntuotannon skenaariolaskelmat vuoteen 2050. SKM Market Predictor. Työ- ja elinkeinoministeriö, 2019. URL: <https://bit.ly/2NZnDZC>.
- [24] Energiateollisuus ry. *Sähkön kuukausitilasto*. Verkkosivu. URL: https://energia.fi/julkaisut/materiaalipankki/sahkon_kuukausitilasto.html#material-view (viitattu 18. 11. 2019).
- [25] Solar Photovoltaics. *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*. Irena Working Paper. Volume 1: Power Sector. Issue 4/5. International Renewable Energy Agency, 2012. URL: https://www.solar-united.org/wp-content/uploads/2017/02/RE_Technologies_Cost_Analysis-SOLAR_PV.pdf.
- [26] Sähkömarkkinalaki. L 588/2013. Helsinki, 2013. URL: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588> (viitattu 22. 10. 2019).
- [27] Laki hiilen energiankäytön kieltämisestä. 416/2019. Helsinki, 2019. URL: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2019/20190416> (viitattu 28. 11. 2019).

- [28] Helsingin kaupunki. *Helen investoi uusiutuvaan energiaan ja sulkee Hanasaaren voimalaitoksen*. Verkkosivu. URL: <https://www.uuttahelsinkia.fi/fi/uutiset/2019-03-04/helen-investoi-uusiutuvaan-energiaan-ja-sulkee-hanasaaren-voimalaitoksen-0> (viitattu 28. 11. 2019).
- [29] Helen Oy. *Helen selvittää geolämmön mahdollisuuksia Helsingissä*. Verkkosivu. URL: <https://www.helen.fi/uutiset/2019/geoterminen> (viitattu 28. 11. 2019).
- [30] Hiilineutraali Helsinki 2035 -toimenpideohjelma. *Helsingin kaupungin keskushallinnon julkaisuja 2018:4*. Helsingin kaupunki, 2019. URL: <https://www.hel.fi/static/liitteet/kaupunkiymparisto/julkaisut/julkaisut/%5C%5CHNH-2035-toimenpideohjelma.pdf>.
- [31] Helen Sähköverkko Oy. *Pientuotannon kehitys Helsingissä*. Verkkosivu. URL: <https://www.helensahkoverkko.fi/ajankohtaista/pientuotannon-kehitys-helsingissa%5C%C3%5C%A4> (viitattu 28. 11. 2019).
- [32] Finsolar. *Aurinkosähkön hyvityslaskentamalli*. Verkkosivu. URL: <https://finsolar.net/hyvityslaskentamalli/> (viitattu 28. 01. 2020).
- [33] Helen Sähköverkko Oy. *Taloyhtiöiden aurinkopaneelit – verotuskäytäntö käsiteltäväksi korkeimpaan hallinto-oikeuteen*. Verkkosivu. URL: <https://www.helensahkoverkko.fi/uutiset/2019/verotuskaytanto> (viitattu 28. 01. 2020).
- [34] Elovaara, J. ja Haarla, L. *Sähköverkot I, Järjestelmäteknikka ja sähköverkon laskenta*. Helsinki: Otatieto, 2011.
- [35] Fingrid Oyj. *Taajuus - historiatieto*. Verkkosivu. URL: <https://data.fingrid.fi/fi/dataset/frequency-historical-data> (viitattu 28. 01. 2020).
- [36] Fingrid Oyj. *Pohjoismaisen sähköjärjestelmän inertia*. Verkkosivu. URL: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/kulutus-ja-tuotanto/inertia/> (viitattu 13. 11. 2019).
- [37] Työ- ja elinkeinoministeriö. *Kysymyksiä ja vastauksia älykkäästä sähköjärjestelmästä*. Verkkosivu. URL: <https://tem.fi/perustietoja> (viitattu 13. 11. 2019).
- [38] Joustava ja asiakaskeskeinen sähköjärjestelmä. Älyverkkotyöryhmän loppuraportti. Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja 33/2018. Helsinki: Työ- ja elinkeinoministeriö, 2018. URL: <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-327-346-7> (viitattu 13. 11. 2019).
- [39] Aunio, J. *Sähkön kysyntäjoustopotentialin hyödyntäminen sähkömarkkinoilla*. Diplomityö. Tampere: Tampereen teknillinen yliopisto, 2018.
- [40] Kylkialo, T. ja Alanen, R. *Tasajännite taajaman sähköjakelussa ja mikroverkoissa*. VTT Working Papers 78. Espoo: VTT, 2005. URL: <https://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2007/W78.pdf>.
- [41] Tampereen ammatikorkeakoulu. *Sähkölämmityksen SLY-kytkentä*. Verkkosivu. URL: <http://tate.blogs.tamk.fi/sahkolammitys/51/> (viitattu 28. 01. 2020).
- [42] Järventausta, P., Repo, S., Trygg, P., Rautiainen, A., Mutanen, A., Lummi, K., Supponen, A., Heljo, J., Sorri, J., Pirkko, H., Honkiniemi, M., Kallioharju, K., Piikkilä, V., Luoma, J., Partanen, J., Honkapuro, S., Valtonen, P., Tuunanen, P. ja Belonogova, N. *Kysynnän jousto - Suomeen soveltuvat käytännön ratkaisut ja vai-*

- kutukset verkkoyhtiölle (DR pooli) - Loppuraportti*. Tampere: Tampereen teknillinen yliopisto, 2015. URL: <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-15-3485-0>.
- [43] Helsingin kaupunki. *Kalasataman energiajärjestelmä on valmis hiilivapaaseen tulevaisuuteen*. Verkkosivu. URL: <https://www.uuttahelsinki.fi/fi/uutiset/2019-01-08/kalasataman-energiajarjestelma-valmis-hiilivapaaseen-tulevaisuuteen> (viitattu 13. 11. 2019).
- [44] Siilin, K., Heine, P., Hellman, H.-P., Pihkala, A., Hyvärinen, M., Ruokolainen, P., Laasonen, M. ja Matilainen, J. *Suvelahden sähkövarasto. Tutkimushankkeen loppuraportti 2016–2019*. Helen Oy, Helen Sähköverkko Oy ja Fingrid Oyj, 2019.
- [45] Lakervi, E. ja Partanen, J. *Sähkönjakelutekniikka*. Helsinki: Otatieto, 2008.
- [46] Lakervi, E. ja Holmes, E. J. *Electricity distribution network design*. 2. painos. London: Peter Peregrinus Ltd. on behalf of the Institution of Electrical Engineers, 1995.
- [47] Sähköinfo ry. *ST-kortisto*. Verkkosivu. URL: <https://kauppa.sahkoinfo.fi/product/group/54> (viitattu 23. 10. 2019).
- [48] Adato Energia Oy. *Sähköverkkoelektra*. Verkkosivu. URL: <https://www.adato.fi/tietopalvelut/sahkooverkkoelektra/> (viitattu 12. 11. 2019).
- [49] Ymparistö.fi. *Yleiskaava sovittaa yhteen ja ohjaa asemakaavojen laatimista*. Verkkosivu. URL: https://www.ymparisto.fi/fi-FI/Elinymparisto_ja_kaavoitus/Maankayton_suunnittelujarjestelma/Yleiskaavoitus (viitattu 12. 11. 2019).
- [50] Helen Sähköverkko Oy. *Suunnitteluohje - laaja*. Sisäinen dokumentti. Helsinki, 2019.
- [51] Lepistö, J. *Pienjänniteverkon tarkastelu*. Sisäinen dokumentti. Helen Sähköverkko Oy, 2017.
- [52] SFS EN-50160. *Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet*. Standardi. 4. painos. Helsinki: Suomen Standardisoimisliitto SFS, 2010.
- [53] Rimali, V. *Etäluettavan energiamittaustiedon hyödyntäminen alueellisissa kuormitusennusteissa*. Diplomityö. Espoo: Aalto-yliopisto, 2011.
- [54] Mutanen, A. *Improving Electricity Distribution System State Estimation with AMR-Based Load Profiles*. Väitöskirja. Tampere: Tampereen teknillinen yliopisto, 2018.
- [55] Avoindata. *Helsingin rakennukset*. Verkkosivu. URL: <https://www.avoindata.fi/data/fi/dataset/helsingin-rakennukset> (viitattu 12. 11. 2019).
- [56] SA 10:92. *Verkon mitoitusenergiat*. Verkostosuositus. Helsinki: Sähköenergialiitto ry, 1992.
- [57] ST 13.31. *Rakennuksen sähköverkon ja pienjänniteliittymän mitoittaminen*. Espoo: Sähkötieto ry, 2018.
- [58] Helen Sähköverkko Oy. *Jakeluverkon suunnitteluperiaatteet*. Sisäinen dokumentti. Helsinki, 2019.
- [59] Seppänen, R., yleissuunnitteluasiantuntija. *Helen Sähköverkko Oy*. Haastattelu 27.9.2019.
- [60] SA 1:87. *Pienjänniteverkon mitoitusohjeet ja -energiat*. Verkostosuositus. Helsinki: Sähköenergialiitto ry, 1987.

- [61] Larinkari, J. *Palvelusektorin sähkönkäytön tutkiminen tuntimittaustietojen avulla*. Diplomityö. Espoo: Aalto-yliopisto, 2012.
- [62] Koreneff, G. *Kuormituskäyrien hyödyntäminen tulevaisuudessa*. Tutkimusraportti. Espoo: VTT, 2010.
- [63] Seppänen, R. Ohje uuden liittymän kuormituskäyrän ja vuosienergian valinnasta. Sisäinen dokumentti. Helsinki: Helsingin Energia, 2003.
- [64] SFS 6000-5-52:2017. *Pienjännitesähköasennukset. Osa 5-52: Sähkölaitteiden valinta ja asentaminen*. Standardi. 5. painos. Helsinki: Suomen Standardisoimisliitto SFS ry, 2017.
- [65] SFS 6000-8-801:2017. *Pienjännitesähköasennukset. Osa 8-801: Täydentävät vaatimukset. Jakeluverkot*. Standardi. 4. painos. Helsinki: Suomen Standardisoimisliitto SFS ry, 2017.
- [66] SA 2:08. *Pienjänniteverkon ja jakelumuuntajan sähköinen mitoittaminen*. Verkostosuositus. Helsinki: Energiateollisuus ry, 2008.
- [67] Energiavirasto. *Hinnoittelun valvonta*. Verkkosivu. URL: <https://energiavirasto.fi/hinnoittelun-valvonta> (viitattu 21. 11. 2019).
- [68] Gustafson, M., Baylor, J. ja Mulnix, S. *The Equivalent Hours Loss Factor Revisited*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 4. Stone & Webster Management Consultants, Inc., 1988.
- [69] Lepistö, J. ja Pihkala, A. *Muuntajien häviöiden arvostus*. Sisäinen dokumentti. Helen Sähköverkko Oy, 2018.
- [70] Lassila, J. *Strategic development of electricity distribution networks - concepts and methods*. Väitöskirja. Lappeenranta: Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2009.
- [71] Lepistö, J. *Kaupunkikeskijänniteverkon optimointi*. Diplomityö. Espoo: Aalto-yliopisto, 2017.
- [72] IEC-60909-0. *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents*. Standardi. 1. painos. Geneve: International Electrotechnical Commission, 2001.
- [73] Voimakaapelit 0,6/1 kV alumiini. AXMK 0,6/1 kV. Helsinki: Draka NK Cables Oy, 2004. URL: <http://www.sahkonumerot.fi/0622512/id/109425/doc/brochure/>.
- [74] IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems. IEEE Std 551-2006. New York, 2006.
- [75] SA 4:09. *Kaapeloitujen PJ-liittymisjohtojen mitoitus ja suojaus*. Verkostosuositus. Helsinki: Energiateollisuus ry, 2009.
- [76] Elovaara, J., Lavikainen, R., Pasanen, L., Tertsunen, S., Vehmanen, K. ja Ylönen, T. *Ylijännitesuojaus*. Espoo: Suomen sähköurakoitsijaliitto ry, 1994.
- [77] Bastman, J. *Sähköverkkojen mallintaminen ja analyysi*. Opetusmoniste. Tampere: Tampereen teknillinen yliopisto, 2019.
- [78] Kothari, D. P. ja Nagrath, I. J. *Modern Power System Analysis*. 3. painos. New Delhi: Tata McGraw-Hill Publishing Ltd., 2003.

- [79] Sähköntuotantolaitoksen liittäminen jakeluverkkoon, nimellisteho enintään 100 kVA. Tekninen liite 7, 4.03/17. Helsinki: Helen Sähköverkko Oy, 2017. URL: https://www.helensahkoverkko.fi/globalassets/hsv/palvelut/ohjeet/hsv_tekninen_liite.pdf.
- [80] Euroopan unionin virallinen lehti. *Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi (EU) 2019/944 sähkön sisämarkkinoita koskevista yhteisistä säännöistä ja direktiivin 2012/27/EU muuttamisesta*. Direktiivit. 2019. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=EN> (viitattu 11. 12. 2019).
- [81] Talouselämä. *Norjalaisen sen sitten keksivät – sähköautojen vanhoille akuille uusi yllättävä käyttötarkoitus*. Verkkosivu. URL: <https://www.talouselama.fi/uutiset/norjalaiset-sen-sitten-keksivat-sahkoautojen-vanhoille-akuille-uusi-yllattava-kayttotarkoitus/fdf89d49-dc02-46e1-aa87-e9bb1a4c6579> (viitattu 05. 02. 2020).
- [82] Hyttinen, A. *Energiayhtiö osana litiumioniakkujen kiertotaloutta*. Diplomityö. Espoo: Aalto-yliopisto, 2019.
- [83] Ympäristöministeriön asetus uuden rakennuksen energiatehokkuudesta. 1010/2017. Helsinki, 2017. URL: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2017/20171010>.
- [84] Sähkön hinta pähkinänkuoressa. Helsinki: Energiateollisuus ry, 2011. URL: https://energia.fi/files/624/Sahkon_hinta_-esite.pdf.
- [85] Energiavirasto. *Sähkön hintatilastot*. Verkkosivu. URL: <https://energiavirasto.fi/sahkon-hintatilastot> (viitattu 19. 11. 2019).
- [86] Partanen, J. *Sähkön siirtohinnot ja toimitusvarmuus*. Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja 43/2018. Helsinki: Työ- ja elinkeinoministeriö, 2018. URL: <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-327-356-6>.
- [87] Valtiovarainministeriö. *Energiaverotus*. Verkkosivu. URL: <https://vm.fi/energiaverotus> (viitattu 19. 11. 2019).
- [88] Sähkön siirtohinnoista. Helen Sähköverkko Oy. URL: <https://www.helensahkoverkko.fi/palvelut/hinnastot> (viitattu 21. 10. 2019).
- [89] Honkapuro, S., Haapaniemi, J., Haakana, J., Lassila, J., Partanen, J., Lummi, K., Rautiainen, A., Supponen, A., Koskela, J. ja Järventausta, P. *Jakeluverkon tariffirakenteen kehitysmahdollisuudet ja vaikutukset*. LUT Scientific and Expertise Publications, No. 65. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2017. URL: <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-335-105-9>.
- [90] Apponen, R. *Pienasiakkaan tehotariffin kehitys ja käyttöönotto*. Diplomityö. Espoo: Aalto-yliopisto, 2016.
- [91] Helen Sähköverkko Oy. *Sähköliittymien hinnasto*. Helsinki, 2018. URL: <https://www.helensahkoverkko.fi/globalassets/hinnastot-ja-sopimusehdot/hsv/sahkoliittymat.pdf>.
- [92] Fingrid Oyj. *Reservit ja säätösähkö*. Verkkosivu. URL: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/#reservivelvoitteet-ja-hankintakanavat> (viitattu 23. 10. 2019).
- [93] Wargers, A. ja Frenkel, D. *The world's first large-scale migration of OCPP based PEV charging infrastructure*. Valkoinen kirja. URL: <https://www.openchargealliance>.

- org/uploads/files/OCA-White_paper_on_OCPP_based_migration_version_5.0.pdf.
- [94] Open Charge Alliance. *Open Charge Point Protocol 2.0*. Verkkosivu. URL: <https://www.openchargealliance.org/protocols/ocpp-20/> (viitattu 07. 11. 2019).
 - [95] EV Related Protocol Study. Original Study Report. Version 1.1. Arnhem: ElaadNL. URL: https://www.elaad.nl/uploads/files/EV_related_protocol_study_v1.1.pdf.
 - [96] How to build a business from EV charging. *EV Charging Business Guide*. Virta. 2019. URL: <https://www.virta.global/ev-charging-business-guide>.
 - [97] Vesa, J. *Sähköautojen latausjärjestelmiä koskeva standardointi*. Diaesitys. SESKO ry, 2019. URL: https://www.sesko.fi/files/1051/Sahkoautojen_latausjarjestelmat_perusesitys_2018dec.pdf.
 - [98] Sähkövarastojen järjestelmätekniset vaatimukset SJV2019. Fingrid Oyj, 2019. URL: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/sahkovarastojen-jarjestelmatekniset-vaatimukset_sjv2019.pdf (viitattu 11. 12. 2019).
 - [99] Henkilöliikennetutkimus 2016: Helsinki. Kaupunkijulkaisu. Helsinki: WSP Finland Oy, 2016. URL: https://www.hel.fi/static/liitteet/kaupunkiymparisto/liikenne-ja-kartat/kadut/liikennetilastot/julkaisut/20180604_Helsingin_kaupunki.pdf (viitattu 04. 11. 2019).
 - [100] WLTP Facts. *What is WLTP and how does it work?* Verkkosivu. URL: <https://www.wltpfacts.eu/what-is-wltp-how-will-it-work/> (viitattu 03. 02. 2020).
 - [101] Lepistö, J. *Geneettinen algoritmi akun toimintarajojen määrittämisessä*. Sisäinen dokumentti. Helsinki: Helen Sähköverkko Oy, 2020.
 - [102] Rautiainen, A., Repo, S., Järventausta, P., Mutanen, A., Vuorilehto, K. ja Jalkanen, K. *Statistical charging load modeling of PHEVs in electricity distribution networks using National Travel Survey data*. 2012. URL: <https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2206411>.
 - [103] Rautiainen, A., Mutanen, A., Repo, S., Järventausta, P., Ryymin, R., Helin, J., Tammi, A., Unkuri, A. ja Pekkinen, M. *Case studies on impacts of plug-in vehicle charging load on the planning of urban electricity distribution networks*. 2013. URL: <https://doi.org/10.1109/EVER.2013.6521542>.
 - [104] Karnama, A. ja Knazkins, V. *Scenario-based investigation of the effects of Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) in 11 kV substations in Stockholm*. 7th International Conference on the European Energy Market. Espanja, 2010. URL: <https://doi.org/10.1109/EEM.2010.5558782>.
 - [105] Rautiainen, A. ja Järventausta, P. *Load Control of an EV Charging Station Group*. NORDAC, 11th Nordic Electricity Distribution and Management Conference. Ruotsi, 2014. URL: <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-15-3615-1>.
 - [106] Wilen, H. *Toimistokiinteistön sähköenergian mittaustiedon analysointi ja hyödyntäminen*. Diplomityö. Tampere: Tampereen teknillinen yliopisto, 2011.

- [107] Ympäristöministeriön asetus uuden rakennuksen sisäilmastosta ja ilmanvaihdesta. 1009/2017. Helsinki, 2017. URL: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2017/20171009>.
- [108] Opas ilmanvaihdon mitoitukseen muissa kuin asuinrakennuksissa. D2 Hanke. Helsinki: FINVAC ry, 2017. URL: https://www.ym.fi/fi-FI/Maankaytto_ja_rakentaminen/Lainsaadanto_ja_ohjeet/Rakentamismaarayskokoelma/Terveellisyys.
- [109] Hellman, H.-P. *Maalämpökohteiden sähkönkäytön analysointi*. Diplomityö. Espoo: Aalto-yliopisto, 2013.
- [110] Ilmatieteen laitos. *Sää ja meri. Havaintojen lataus*. Verkkosivu. URL: <https://ilmatieteenlaitos.fi/havaintojen-lataus> (viitattu 26. 11. 2019).
- [111] Martins, R., Hesse, H. C., Jungbauer, J., Vorbuchner, T. ja Musilek, P. *Optimal Component Sizing for Peak Shaving in Battery Energy Storage System for Industrial Applications*. Energies. 2018. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/8/2048>.
- [112] Helsingin kaupunki. *Moottoriajoneuvoliikenteen määrät*. Verkkosivu. URL: <https://www.hel.fi/helsinki/fi/kartat-ja-liikenne/kadut-ja-liikennesuunnittelu/tutkimus-ja-tilastot/moottoriajoneuvoliikenteen-maarat/> (viitattu 15. 11. 2019).
- [113] Liikenteen kehitys Helsingissä 2017. Kaupunkiympäristön julkaisuja 2018:16. Helsingin kaupunki, 2018. URL: <https://www.hel.fi/static/liitteet/kaupunkiymparisto/julkaisut/julkaisu-16-18.pdf>.
- [114] Brandt, E. ja Lindeqvist, M. *Auton omistus Helsingin seudulla - katsaus menneeseen kehitykseen ja pohdintoja tulevast*. Helsinki: Helsingin seudun liikenne, 2016. URL: https://www.hsl.fi/sites/default/files/19_2016_auton_omistus_helsingin_seudulla.pdf.
- [115] Davidson, K. *The end of the road: Has the developed world reached ‘peak car’?* Schroders. URL: <https://www.schroders.com/en/SysGlobalAssets/digital/insights/pdfs/m-the-end-of-the-road.pdf>.
- [116] Saarenpää, J. *Data Mining of Public Sector Information for Electricity Distribution Network Planning and Forecasting*. Väitöskirja. Kuopio: Itä-Suomen yliopisto, 2019.
- [117] Helsinki Karttapalvelu. Verkkosivu. URL: <https://kartta.hel.fi/> (viitattu 14. 11. 2019).
- [118] Electric surge. Carmakers’ electric car plans across Europe 2019-2025. Brysseli: European Federation for Transport & Environment AISBL, 2019. URL: https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2019_07_TE_electric_cars_report_final.pdf.
- [119] Maailman toimivin kaupunki. *Helsingin kaupunkistrategia 2017–2021*. Helsinki: Helsingin kaupunki, 2018. URL: <https://www.hel.fi/static/helsinki/kaupunkistrategia/kaupunkistrategia-2017-2021.pdf>.
- [120] Lee, H. ja Clark, A. *Charging the Future: Challenges and Opportunities for Electric Vehicle Adoption*. Yhdysvallat: Harvard Kennedy School, 2018. URL: <https://www.belfercenter.org/sites/default/files/files/publication/ChargingtheFuture-2.pdf>.
- [121] Valtioneuvosto. *Lausunnoille sähköautojen latausmahdollisuuksia ja rakentamisen energiatehokkuutta parantava lakiluonnos*. Verkkosivu. URL: <https://valtioneuvosto>.

- fi/artikkeli/-/asset_publisher/lausunnoille-sahkoautojen-latausmahdollisuuksia-ja-rakentamisen-energiatehokkuutta-parantava-lakiluonnos (viitattu 07. 11. 2019).
- [122] Kaupan liitto. *Sähköautojen latauspisteet - lakiuudistuksen uhkana täysin ylimitoitettu sääntely*. Verkkosivu. URL: <https://kauppa.fi/uutishuone/2019/10/18/sahkoautojen-latauspisteet-lakiuudistuksen-uhkana-taysin-ylimitoitettu-saantely/> (viitattu 07. 11. 2019).
- [123] Uusi Suomi. *"Kohtuutonta, kaikki maksavat" - Keskustalaisilta totaalinen tyrmäys ministeri Krista Mikkosen esitykselle sähköautojen latauspisteistä*. Verkkosivu. URL: <https://www.uusisuomi.fi/uutiset/undefined/fdc61202-ba74-4024-9b91-51d7e753ee64> (viitattu 07. 11. 2019).
- [124] Birath, K. ja Pädam, S. *Clean vehicles in Stockholm: Historic retrospect 1994-2010*. Tukholma: Environment and Health Administration in the City of Stockholm, 2010. URL: <https://www.stockholm.se/Fristaende-webbplatser/Fackforvaltningssajter/Miljoforvaltningen/Miljobilar/In-English/> (viitattu 17. 12. 2019).
- [125] MD2397 Amendments to the Congestion Charge and Ultra Low Emission Zone. *Mayoral decision*. Lontoo: London Assembly, 2018. URL: <https://www.london.gov.uk/decisions/md2397-amendments-congestion-charge-and-ultra-low-emission-zone> (viitattu 07. 10. 2019).
- [126] Morton, C., Lovelace, R. ja Anable, J. *Exploring the Effect of Local Transport Policies on the Adoption of Low Emission Vehicles: Evidence from the London Congestion Charge and Hybrid Electric Vehicles*. University of Leeds: Institute for Transport Studies, 2017. URL: <https://doi.org/10.1016/j.tranpol.2017.08.007>.
- [127] Traficom. *Henkilöautojen mallisarjojen ensirekisteröinnit alueittain kuukausittain 2014-2019*. Verkkosivu. URL: http://trafi2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/TraFi/TraFi__Ensirekisteroinnit/050_ensirek_tau_105.px/ (viitattu 28. 01. 2020).
- [128] Traficom. *Tilastotietokanta: liikennekäytössä olevat ajoneuvot*. Verkkosivu. URL: http://trafi2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/TraFi/TraFi__Liikennekaytossa_olevat_ajoneuvot/?tablelist=true (viitattu 18. 12. 2019).
- [129] Volkswagen Newsroom. *Volkswagen lets its charging robots loose*. Verkkosivu. URL: <https://www.volkswagen-newsroom.com/en/stories/volkswagen-lets-its-charging-robots-loose-5700> (viitattu 08. 01. 2020).

A SÄHKÖAJONEUVOJEN LATAUSTAVAT

Tässä liitteessä on esitetty sähköautojen lataustavat sekä niihin liittyvät tekniset tunnusluvut ja laitteistovaatimukset tiivistettynä. Standardi SFS-EN 61851-1 esittelee neljä lataustapaa, jotka on tarkoitettu eri suurille lataustehoille ja laitteistovaatimuksille. Kaikissa lataustavoissa tulee noudattaa SFS 6000 -standardisarjan mukaisia asennuksia.

Tapa 1: kevyen sähköisen ajoneuvon lataus

Lataustapa rajoittuu pienitehoisten sähköajoneuvojen kuten sähköpolkupyörien ja -skoottereiden tai hybridisähköautojen lataukseen. Ajoneuvon laturia syötetään vaihtosähköllä maadoitetusta 230 V kotitalouspistorasiasta. Suurin sallittu latausvirta on 16 ampeeria.

Tapa 2: sähköauton hidas lataus

Lataustavalla syötetään ajoneuvoa vaihtosähköllä lähellä olevasta kotitalouspistorasiasta tai teollisuuspistorasiasta. Tapaa 2 suositellaan, jos ei ole saatavilla tapaa 3. Suurin sallittu latausvirta on 32 ampeeria ja jännite 250 voltia yksivaiheisena tai 480 voltia kolmivaiheisena. Kotitalouspistorasioiden käyttöä latauksessa on rajoitettu, koska kokemuksen perusteella etenkin vanhat asennukset eivät kestä jatkuvaa 16 ampeerin latausvirtaa. Näin ollen lataus tulisi rajoittaa 8 ampeeriin kotitalouspistorasioilla suoritettavalla latauksella standardin SFS-EN 62752 mukaisesti.

Tapa 3: sähköauton peruslataus

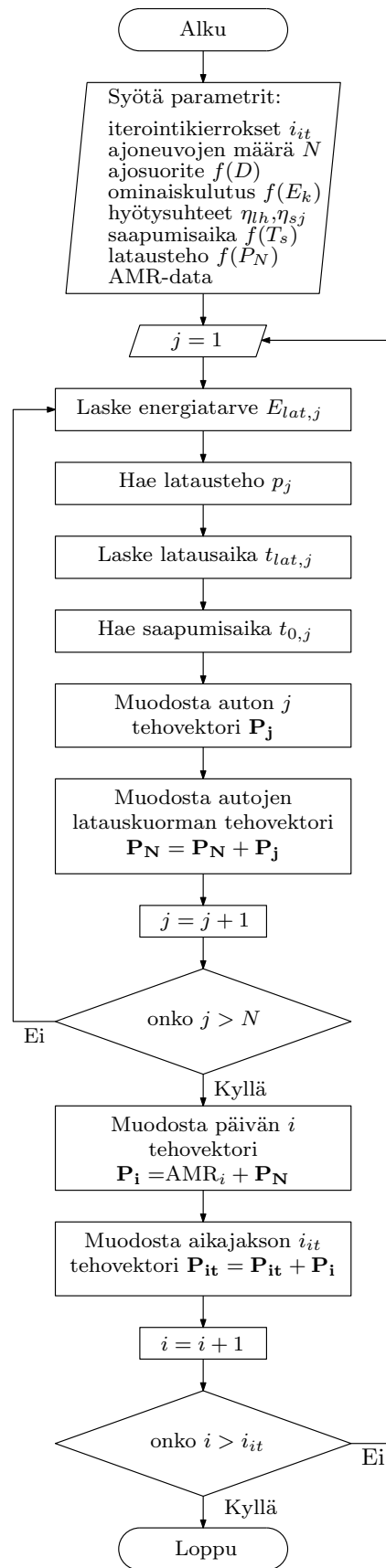
Tapaa 3 suositellaan käytettäväksi sähköautojen lataukseen. Ajoneuvoissa olevaa laturia syötetään vaihtosähköllä ajoneuvon kuuluvalla latausjohdolla erityisestä standardin SFS-EN 62196-2 mukaisesta tyyppin 2 sähköautopistorasiasta. Suurin sallittu latausvirta on 63 ampeeria. Myös pienempiä virtoja voidaan käyttää. Lataustapahtuman aikana pistokytkimet lukittuvat mekaanisesti tai sähköisesti vastakappaleisiinsa. Latausjärjestelmässä on tiedonsiirtoväylä, joka mahdollistaa turvallisen latauksen, kuormanohjauksen sekä virran syötön molempiin suuntiin.

Tapa 4: sähköauton teholataus

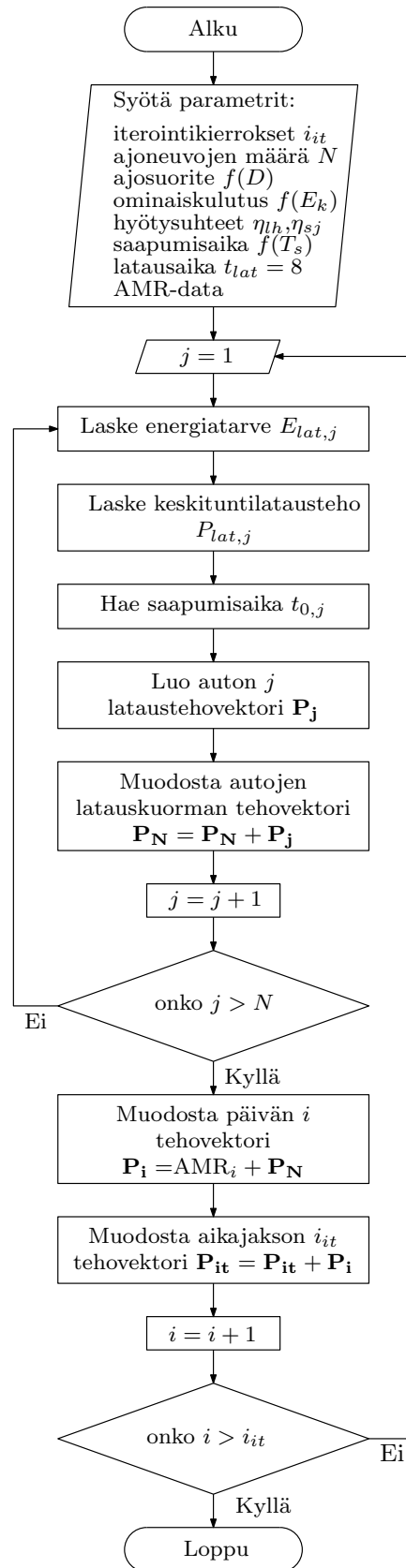
Teholatauksessa sähköteho syötetään ajoneuvon akustolle auton ulkopuolella olevasta tasasähkölaturista. Latausjohto on latausaseman osa ja latausjohdon ajoneuvopistoke on standardin SFS-EN 62196-3 mukaisesti rakenteeltaan FF (ns. CCS (engl. *Combined Charging System*) tai AA (ns. CHAdeMO = CHArge de MOve). Lataustehot ovat tämän työn kirjoittamisen aikana välillä 22–350 kW.

B LATAUSKUORMAN ALGORITMIT

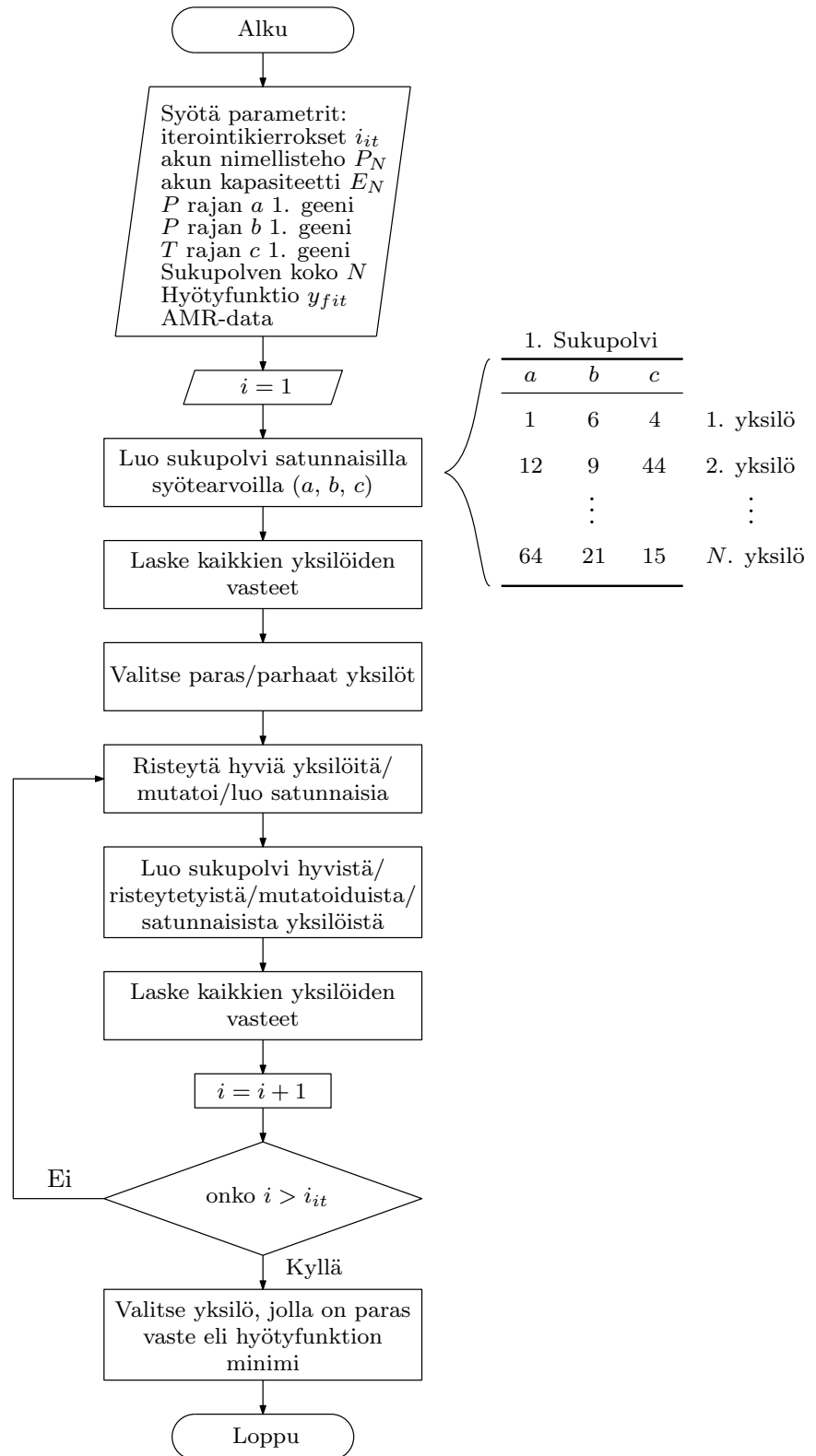
Tässä liitteessä on esitetty sähköautojen latauskuorman mallinnuksessa käytettyjen algoritmien sekä huipunleikkausrajojen etsintään käytetyn algoritmin vuokaaviot. Ohjaamaton latausta mallintavan algoritmin vuokaavio on kuvassa B.1, kuormaohjatun kuvassa B.2 ja huipunleikkauksen kuvassa B.3. Vuokaavioissa latauskuorman tehovektorilla tarkoitetaan latauskuorman tehon tarpeen aiheuttamaa lisäkuormaa aikavälillä $\{t_1, t_2, \dots, t_{24}\}$. Algoritmit kirjoitettiin R-ohjelmointikielellä.



Kuva B.1: Ohjaamattoman latauskuorma-algoritmin vuokaavio.



Kuva B.2: Kuormaohjatusalgoritmin vuokaavio.



Kuva B.3: Huipunleikkausalgoritmin vuokaavio.

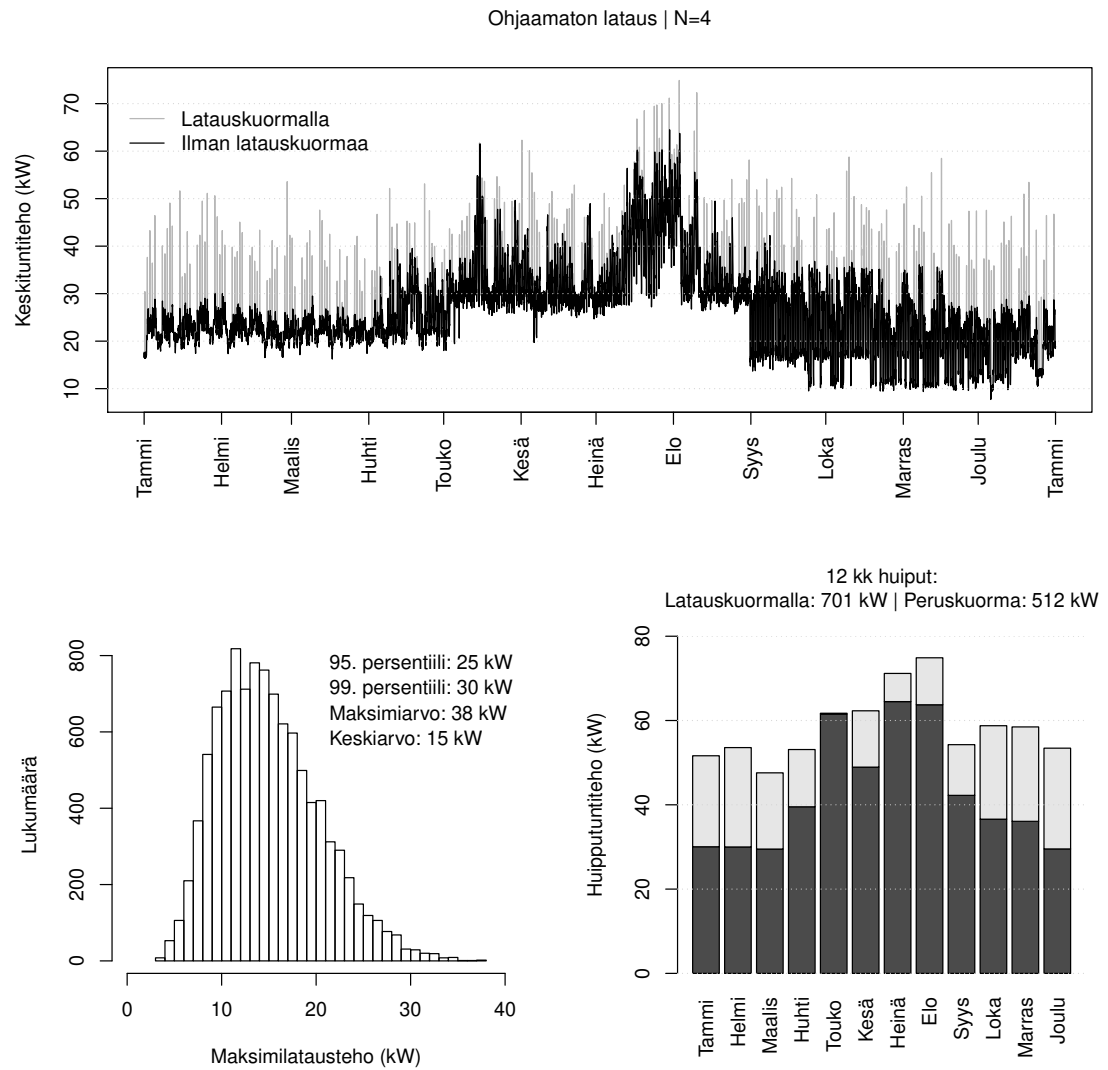
C OSMONTIEN AKKUSÄHKÖVARASTO

Helen Sähköverkko Oy:n toimitilan akkusähkövarastojärjestelmän teknisiä tietoja on esitetty alla olevassa taulukossa. Järjestelmä koostuu kahdesta TESVOLT TS HV 70 akkuyksiköstä ja kahdesta Sunny Tripower 60 invertteristä.

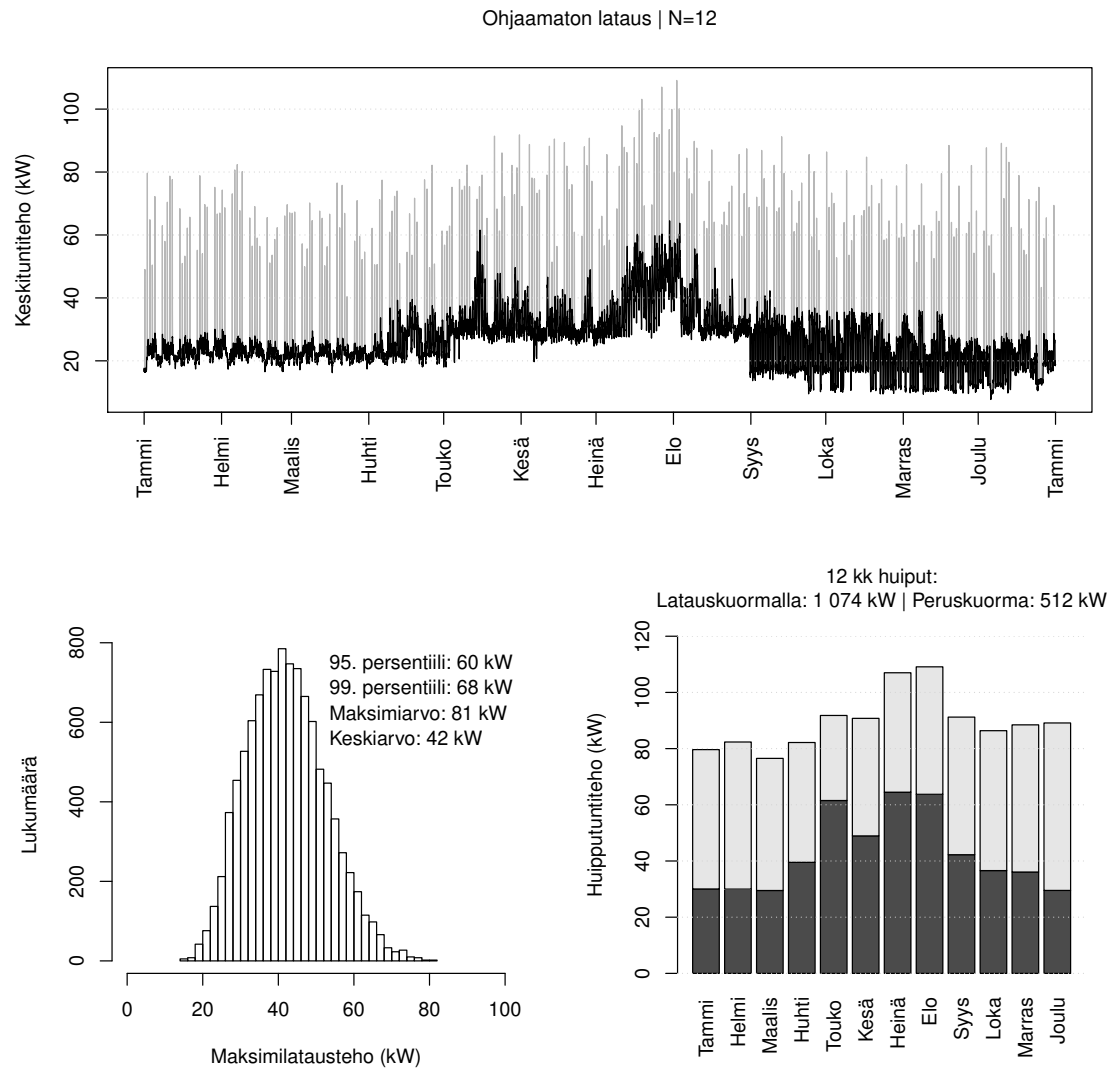
TESVOLT TS HV 70	
Energiakapasiteetti	67 kWh
C-arvo	1C
Käyttöjännite	666–930 VDC
Akkukemia	Litiumi NMC
Maksimivirta (lataus ja purku)	94 A
Kennojen tasapainotus	Aktiivinen
Hyötysuhde	98 %
Valmiustilateho	5 W
Sunny Tripower 60	
Nimellisteho	60 kW
Maksiminäennäisteho	60 kVA
Maksimiloisteho	60 kVAr
Maksimivirta (AC)	87 A
Maksimivirta (DC)	110 A
AC-käyttöjännite	360–530 V
DC-käyttöjännite	630–710 V
Hyötysuhde	98,8 %
Järjestelmän energiakapasiteetti	134 kWh
Järjestelmän maksimiteho	120 kW

D OSMONTIEN LATAUSKUORMAT

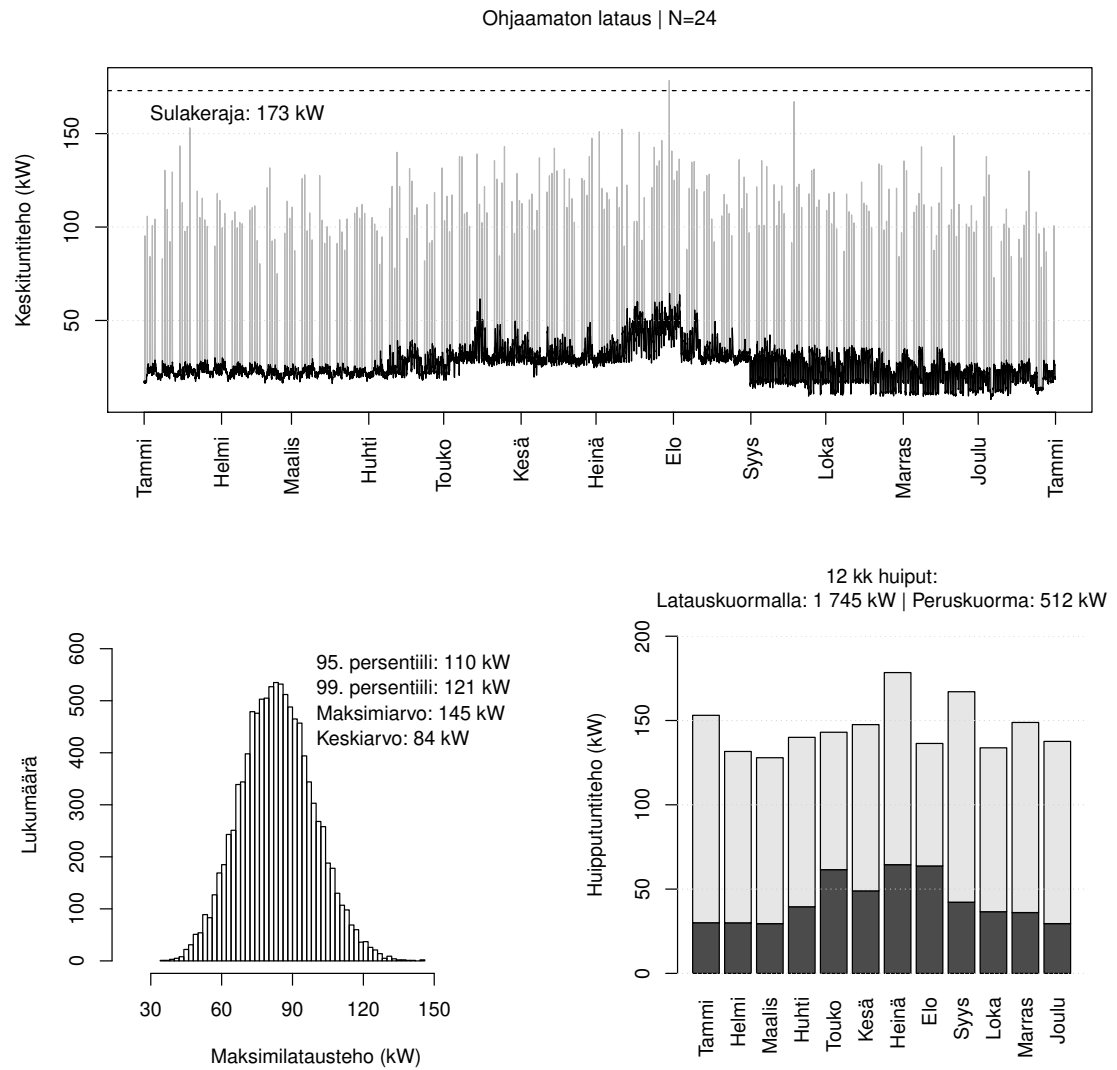
Osmontien simulointitulokset eri ajoneuvomäärille on esitetty tässä liitteessä. Skenaariot ovat ohjaamaton lataus, kuormaohjattu eli älykäs lataus, ohjaamaton lataus akkuteholähteen huipunleikkauksella ja kuormaohjattu lataus akkuteholähteen huipunleikkauksella. Ohjaamattomasta ja kuormaohjatusta latauksesta on esitetty sähkön kulutusprofiili, huipputehojen pylväsdiagrammi ja 40 iterointikierroksen (eli vuoden) päivittäisien maksimilataustehojen histogrammi. Huipunleikkausskenaarioista on esitetty vain sähkön kulutusprofiilit sekä huipputehosummat optimointialgoritmin luonteen takia. Toisin sanottuna huipunleikkausskenaarioista on esitetty geneettisen algoritmin hyötyfunktion parhaimmin minimoivat vasteet.



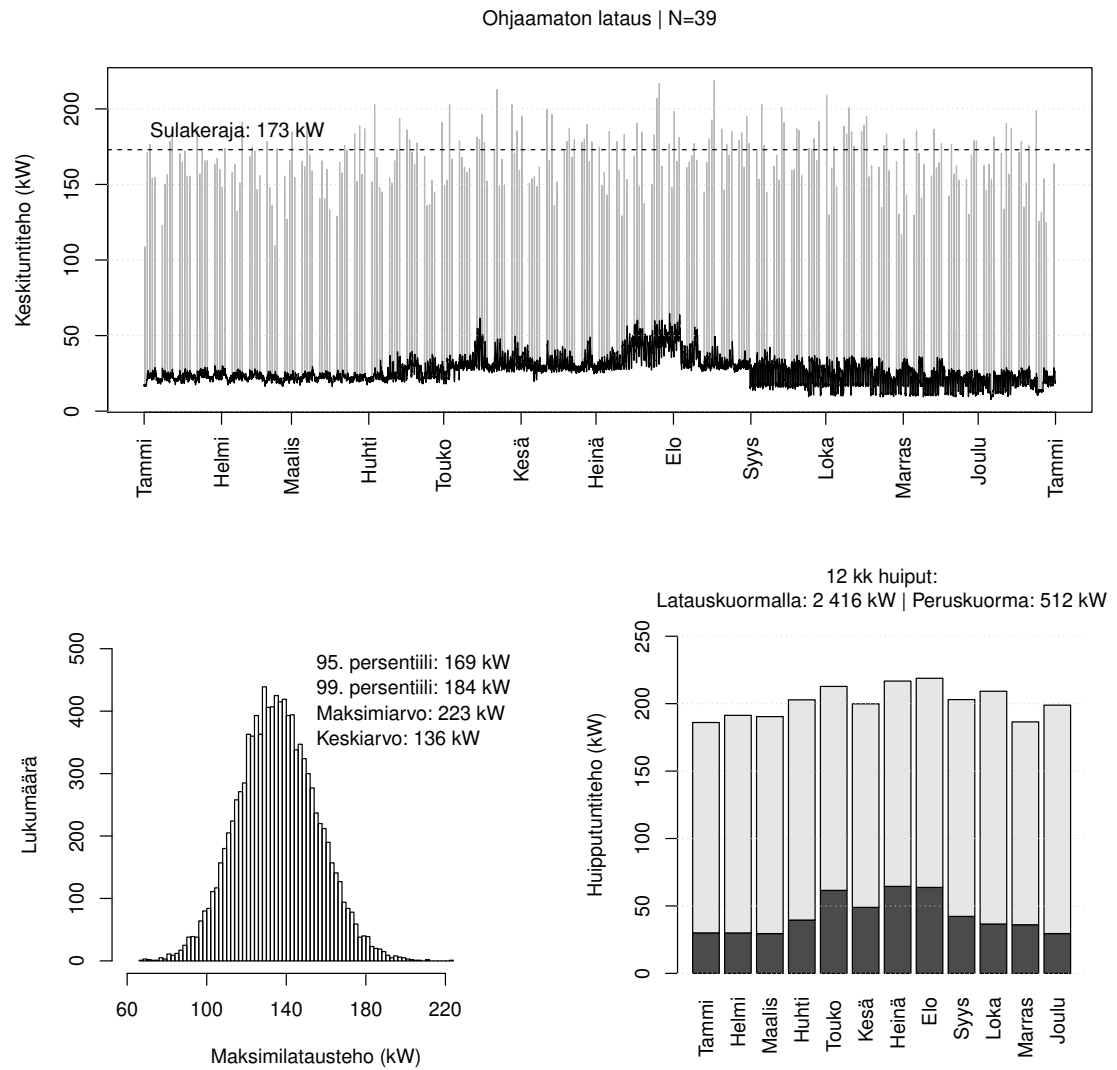
Kuva D.1: Osmontiellä 4 sähköautoa ja käytössä ohjaamaton lataus.



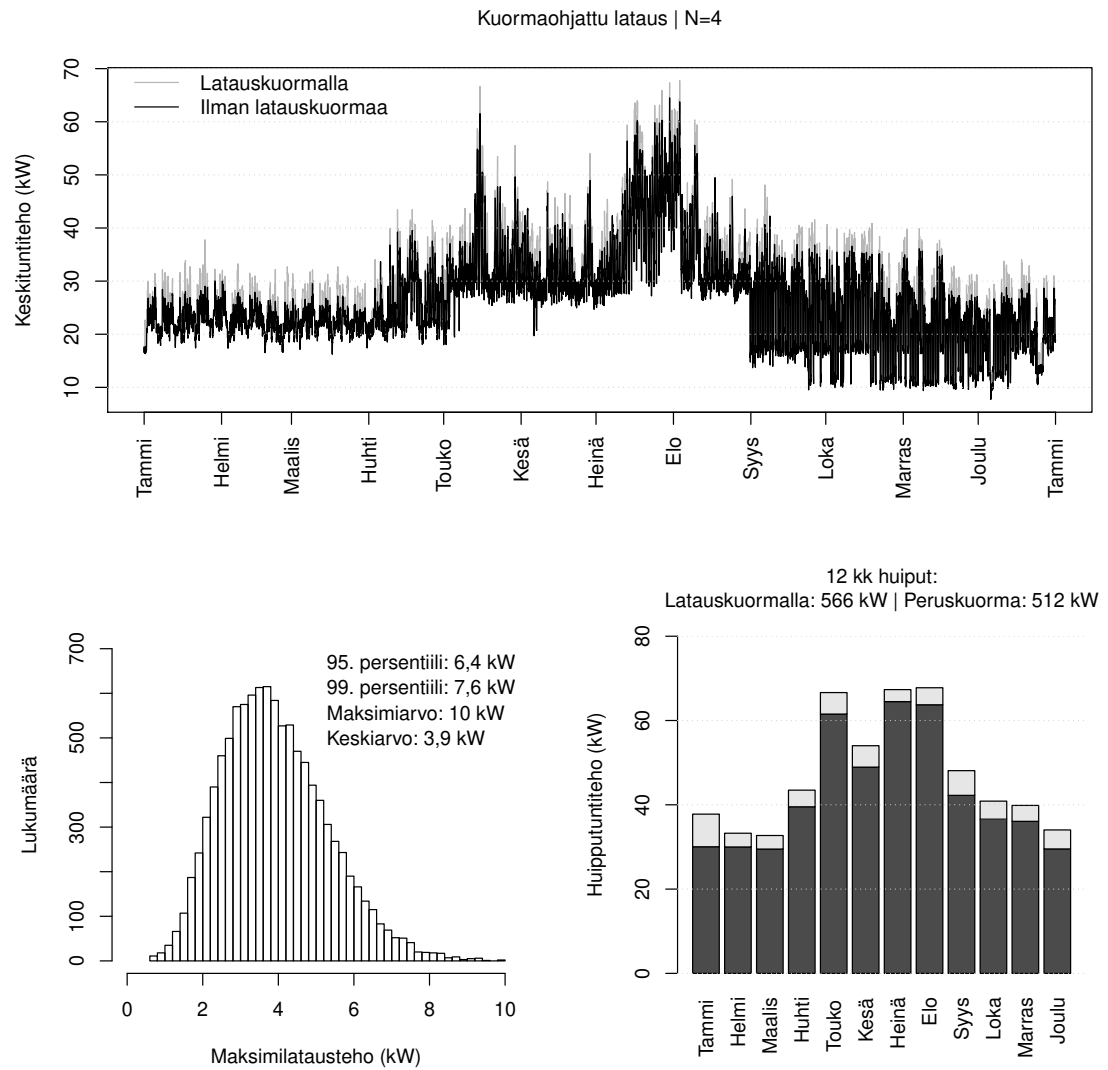
Kuva D.2: Osmontiellä 12 sähköautoa ja käytössä ohjaamaton lataus.



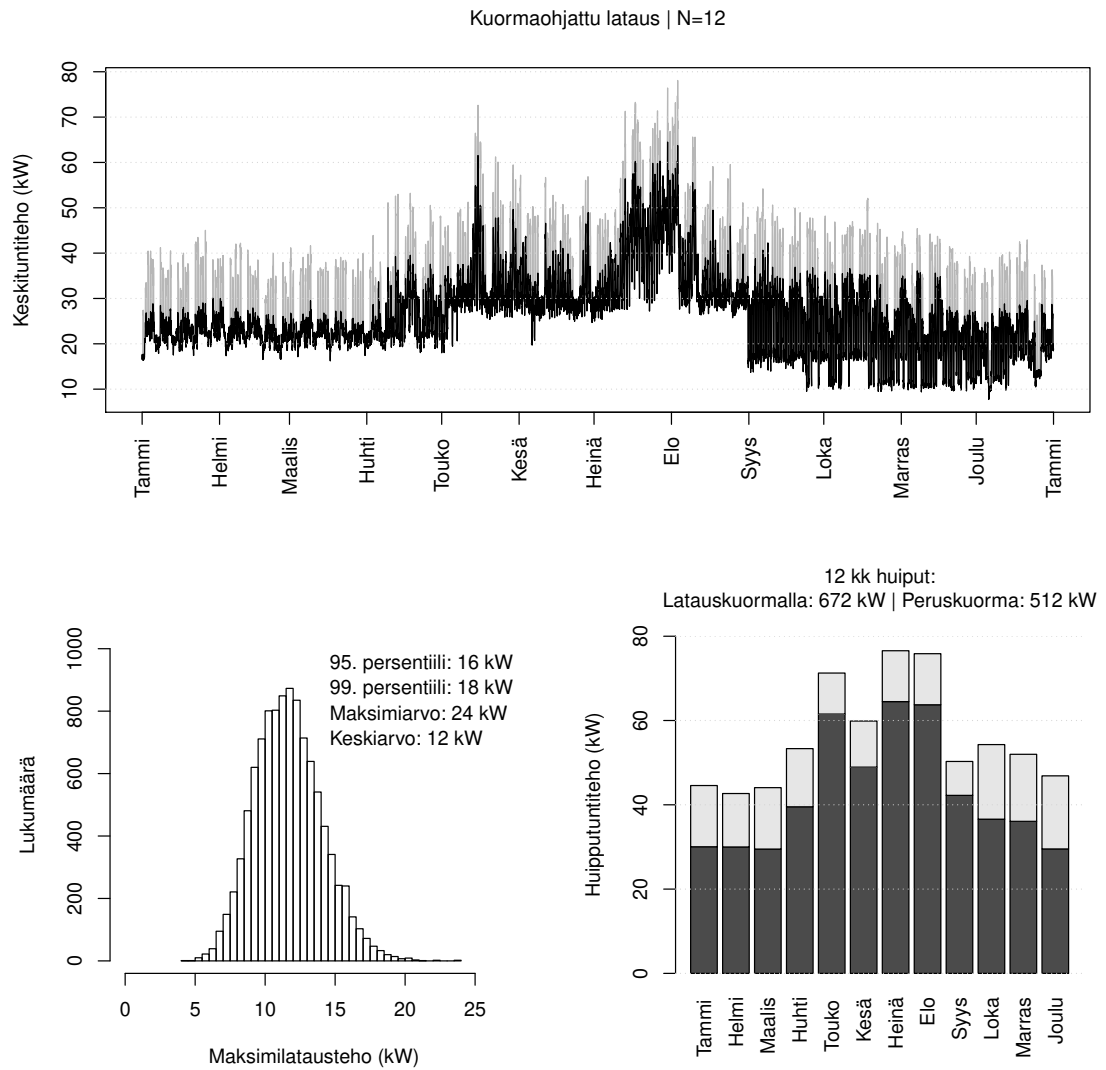
Kuva D.3: Osmontiellä 24 sähköautoa ja käytössä ohjaamaton lataus.



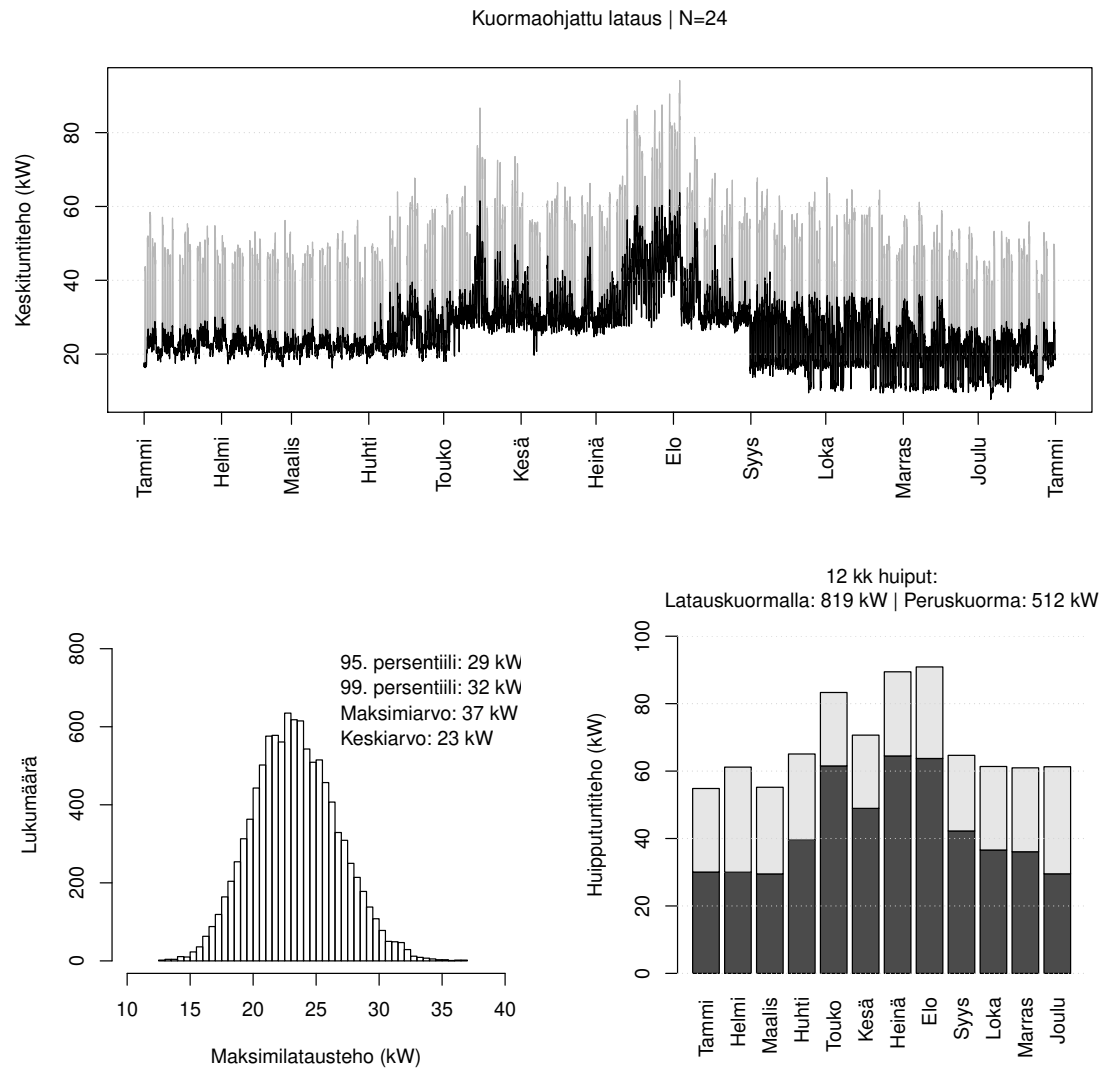
Kuva D.4: Osmontiellä 39 sähköautoa ja käytössä ohjaamaton lataus.



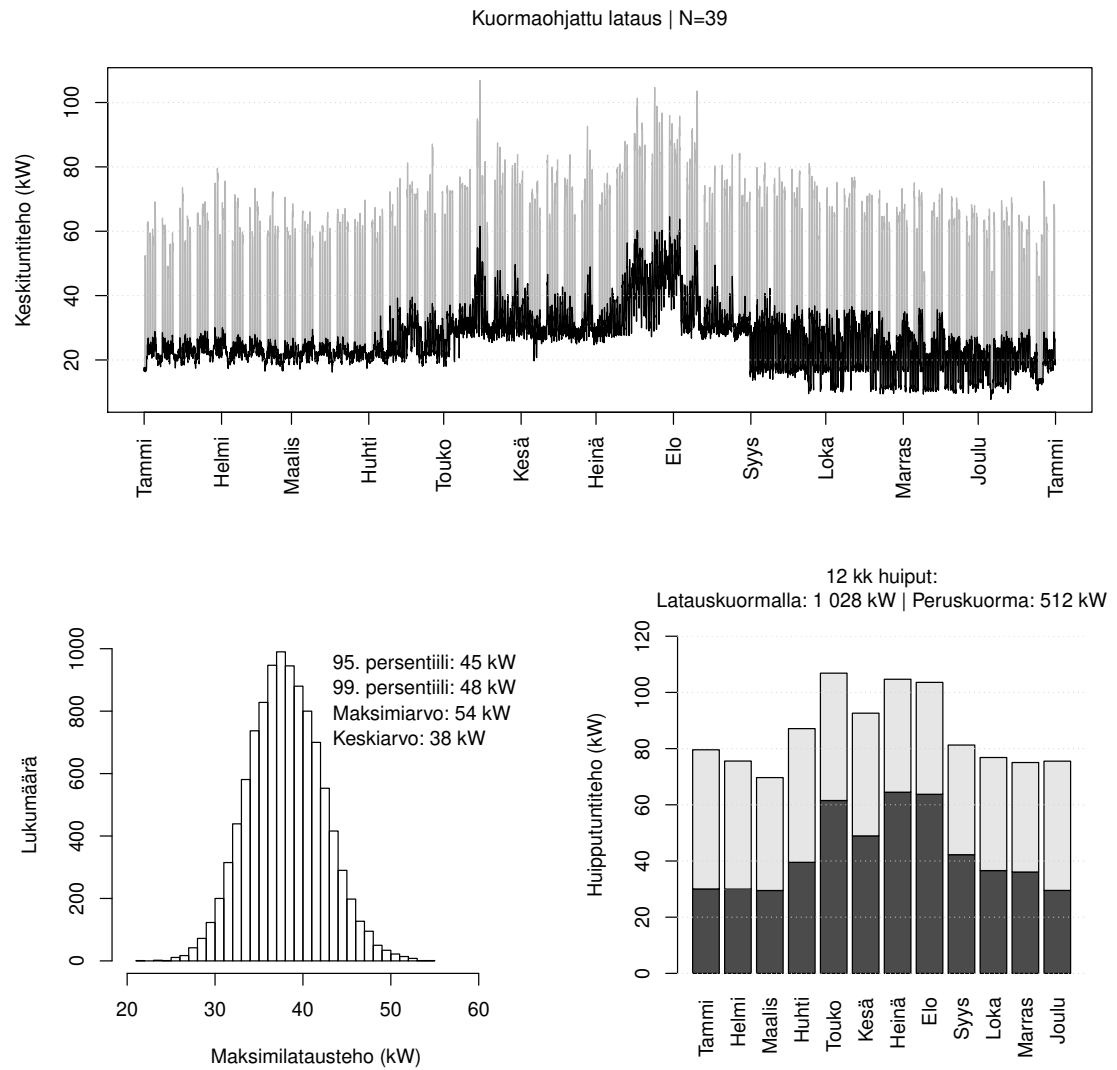
Kuva D.5: Osmontiellä 4 sähköautoa ja käytössä kuormaohjattu lataus.



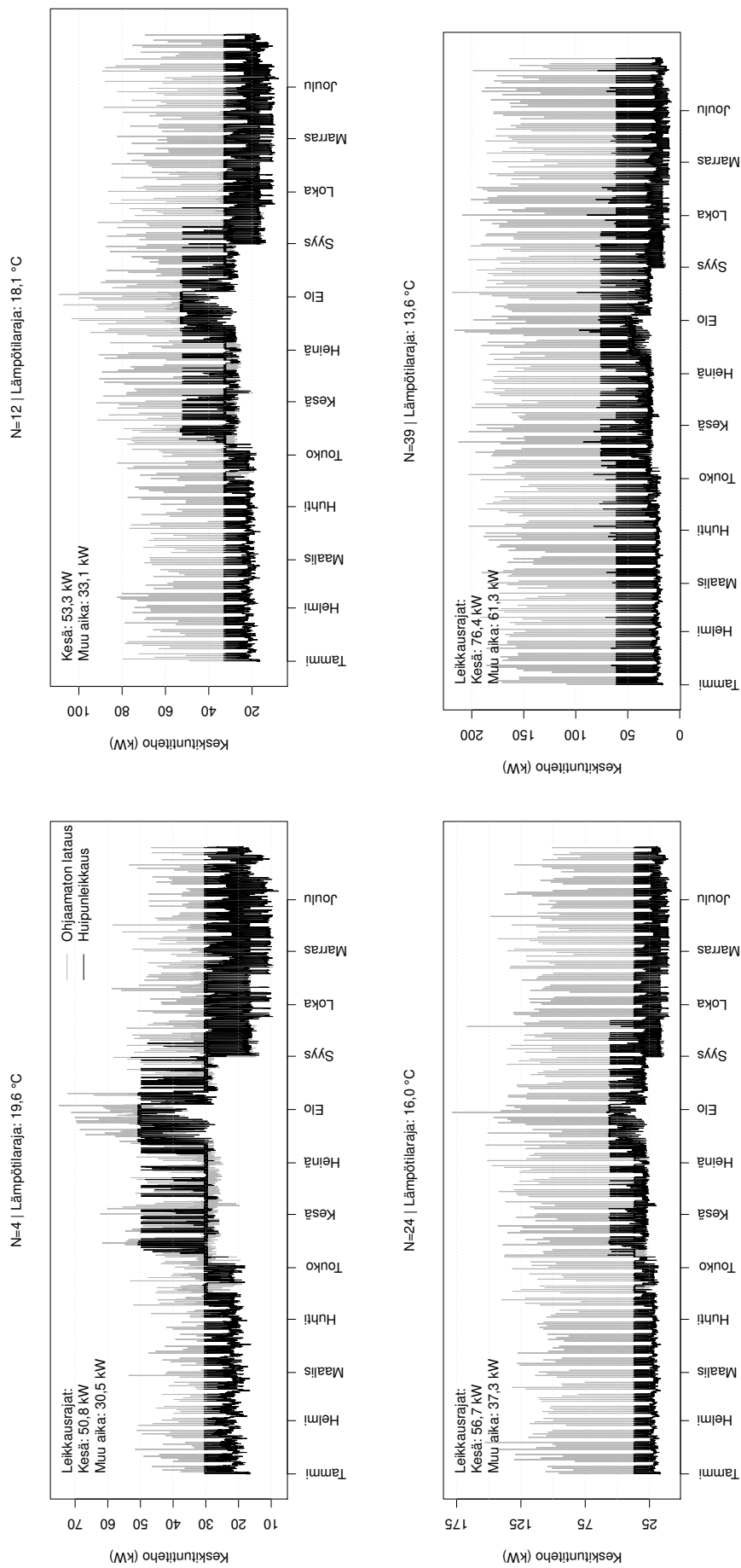
Kuva D.6: Osmontiellä 12 sähköautoa ja käytössä kuormaohjattu lataus.



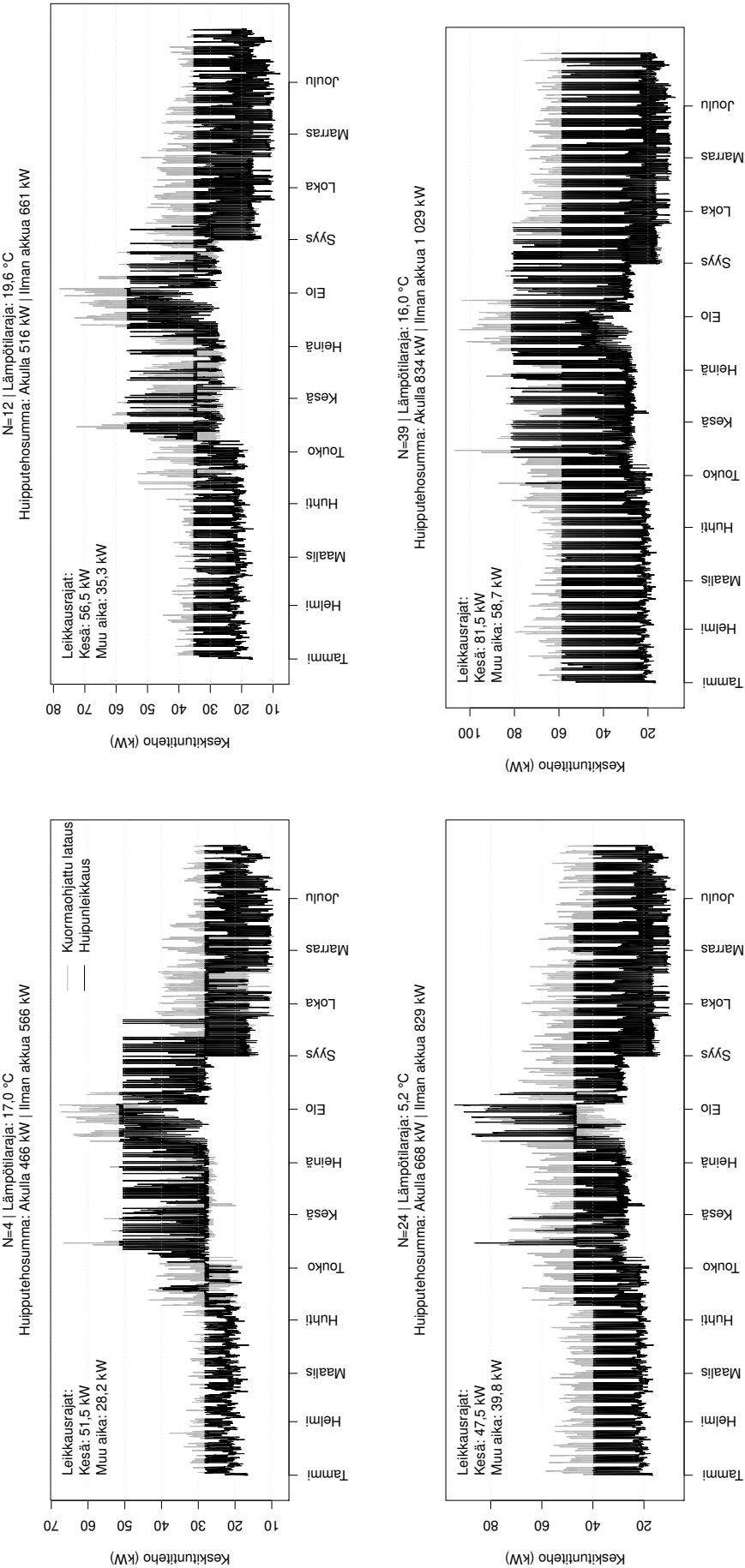
Kuva D.7: Osmontiellä 24 sähköautoa ja käytössä kuormaohjattu lataus.



Kuva D.8: Osmontiellä 39 sähköautoa ja käytössä kuormaohjattu lataus.



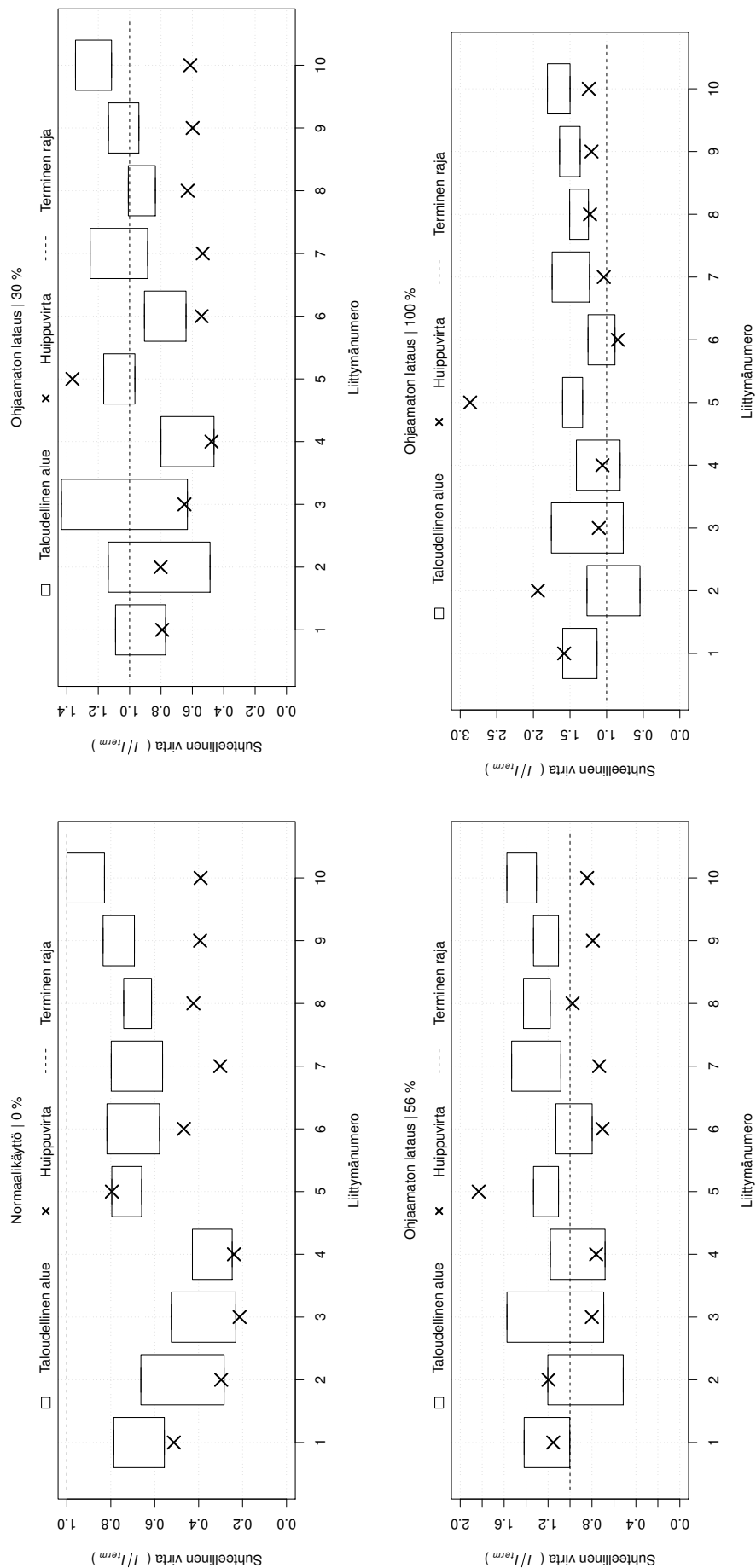
Kuva D.9: Osmontien leikatut ohjaamattomat latauskuormat 4, 12, 24 ja 39 autolle vuodelle 2018.



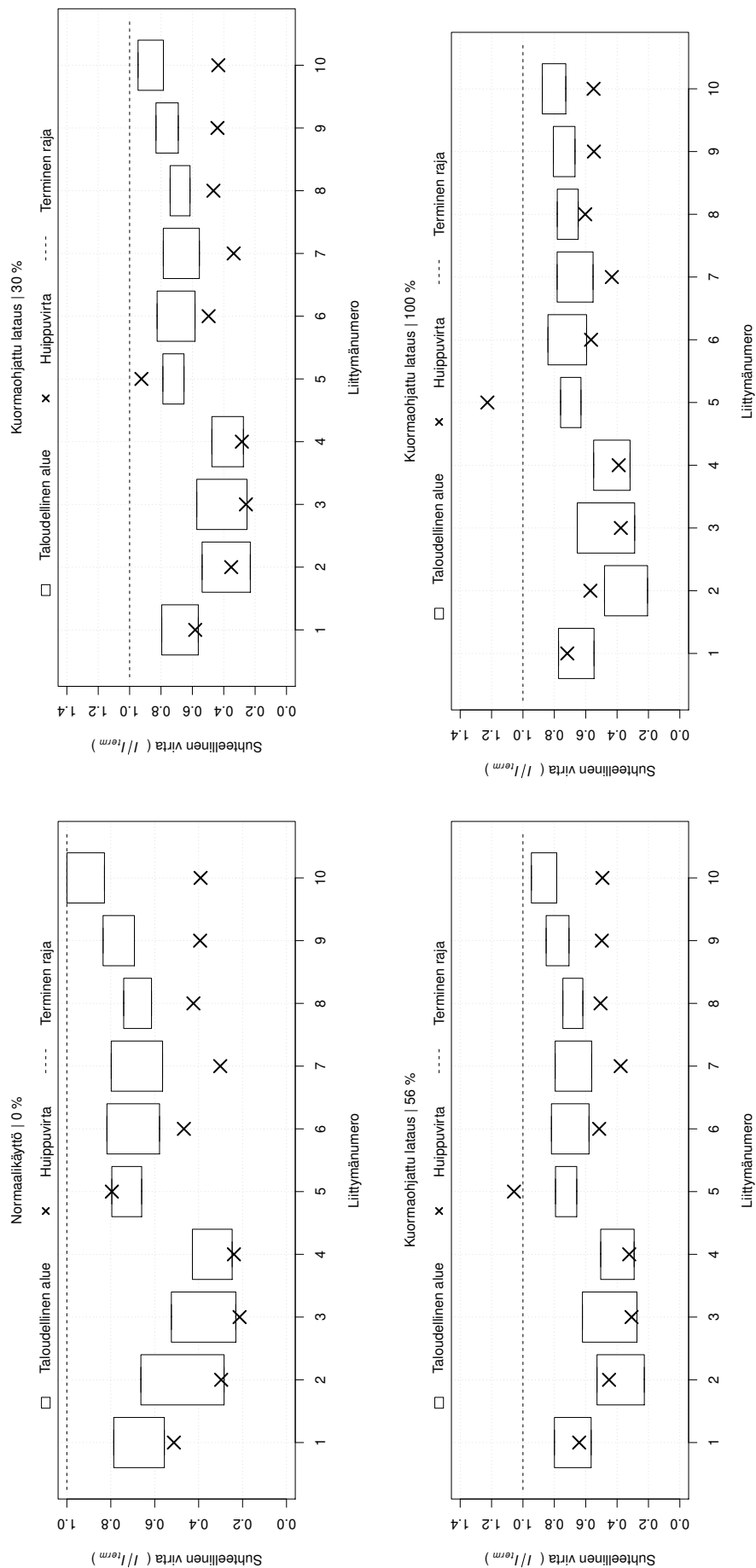
Kuva D.10: Osmontien latauskuormat 4, 12, 24 ja 39 autolle vuodelle 2018, kun käytössä on sekä älykäs lataus että akkuteholähteen huipunteikkaus.

E ALUEELLISEN KUORMITUSANALYYSIN TULOKSET

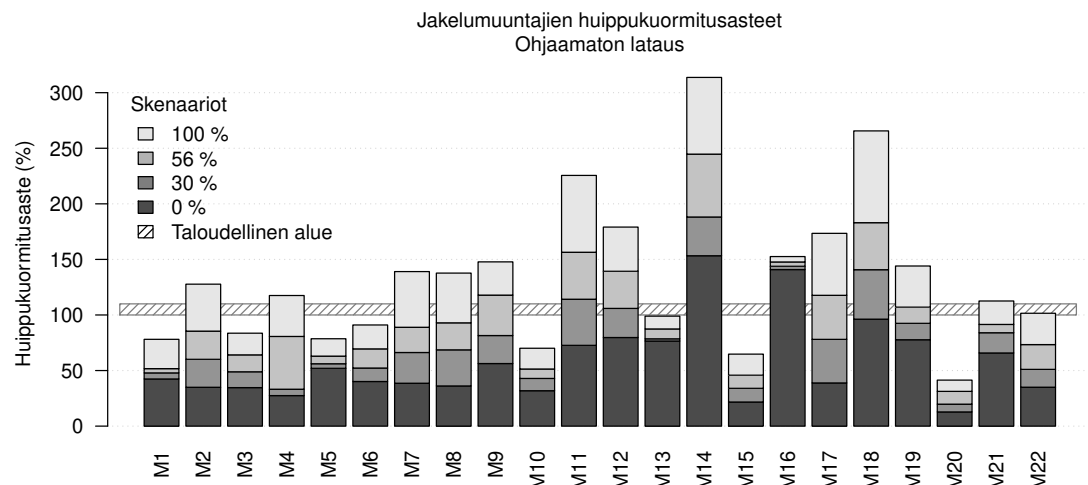
Kuvassa E.1 on esitetty ohjaamattoman latauksen tulokset jokaiselle liittymällä 0 %, 30 %, 56 % ja 100 % skenaarioissa. Skenaario ”0 %” edustaa perustilannetta, joka on esitetty vertailun vuoksi. Perustilanteessa ei ole sähköajoneuvojen latauskuormaa tai se on niin vähäistä ja epäsäännöllistä, että sitä ei ole havaittavissa sähkönkulutusprofiilissa. Vastaavat tulokset on esitetty kuormaohjatulla latauksella kuvassa E.2. Jakelumuuntajien huippukuormitusasteet ohjaamattomalla latauksella on esitetty kuvassa E.3 ja kuormaohjatulla latauksella kuvassa E.4.



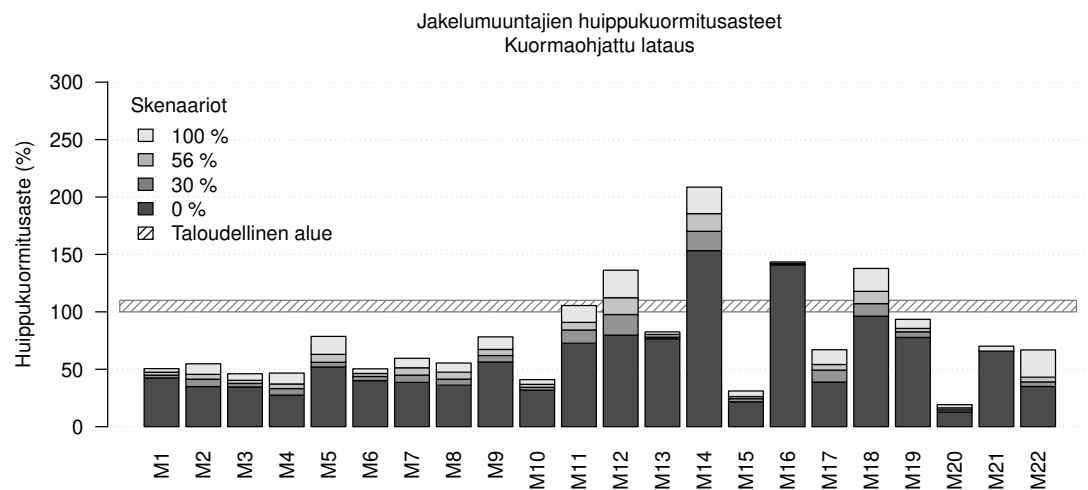
Kuva E.1: Alueellisen kuormitusanalyysin liittymiskaapeleiden kuormitettavuudet ohjaamattomalla latauksella jokaisessa skenaariossa.



Kuva E.2: Alueellisen kuormitusanalyysin liittymiskaapeleiden kuormitettavuudet kuormahjatuilla/älykkäällä latauksella jokaisessa skenaariossa.



Kuva E.3: Kuormitusanalyysissä tarkasteltujen jakelumuuntajien huippukuormitusasteet eri skenaarioissa ohjaamattomassa latauksessa.



Kuva E.4: Kuormitusanalyysissä tarkasteltujen jakelumuuntajien huippukuormitusasteet eri skenaarioissa kuormaohjatussa latauksessa.